



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD E IMPLEMENTACIÓN DE
PROPUESTAS PARA LA INTERCONEXIÓN DEL
SECTOR PETROLERO SUR-ORIENTAL”**

INFORME DE MATERIA INTEGRADORA

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACION
POTENCIA**

**DAVID RICARDO MURILLO SAAVEDRA
PETER GERARD POSLIGUA ALTAMIRANO**

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2017

AGRADECIMIENTO

Quisiera agradecer a Dios por ayudarme a tomar el camino correcto y escoger a la ESPOL como centro Educativo Superior. A mis profesores, a mis compañeros que supieron guiarme y apoyarme. Al MSc. Iván Endara y al Doctor Urquizo, que me impartieron sus conocimientos en las aulas de clases y la realización de este proyecto. Al Ing. Cesar Aguilar, de CNE-Los Ceibos, que nos brindó material de investigación importante para culminar el proyecto. Les quedaré inmensamente agradecido a todos.

David Ricardo Murillo Saavedra

Mi más sincero agradecimiento a las dos mujeres que han hecho posible la culminación de mis estudios: mi madre Enna Altamirano Saavedra y mi esposa Ginger Miranda Intriago. Quienes me han apoyado incondicionalmente, con paciencia y ternura, en la labor de hijo, padre, esposo y estudiante.

Peter Gerard Posligua Altamirano

Un especial agradecimiento al Ing. Héctor Plaza, PhD. Cristóbal Mera, MSc. Ángel Recalde y MSc. Jimmy Córdova por sus valiosos consejos técnicos, que ayudaron a concretar las ideas para la elaboración de este trabajo.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de Materia Integradora a Dios por todas sus bendiciones que ha derramado en mi vida, a mi madre Leonor Saavedra que siempre estuvo en los momentos más difíciles de mi vida, que supo ser mi apoyo, mi fortaleza, mi guía en todas las decisiones que tome, a mis hermanos y a toda mi familia y amigos.

David Ricardo Murillo Saavedra

Dedico el presente trabajo a mis tres hijos, puesto que sin su alegría hubiera desmayado pronto frente a este gran reto. Así como también a la memoria de mi padre, Edman Posligua Balseca, quien hasta mis ocho años de edad me brindó esa fuerza emocional que hoy me acompaña siempre pese a su temprana partida. Y a los amig@s con quienes he compartido grandes experiencias y aprendizajes, tanto en el ámbito del teatro, la música y la política, recuerdos inolvidables de mi agitada juventud.

Peter Gerard Posligua Altamirano

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

.....
MSc. Iván Endara Vélez

PROFESOR EVALUADOR

.....
Ing. Héctor Plaza Vélez

PROFESOR EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

.....
David Ricardo Murillo Saavedra

.....
Peter Gerard Posligua Altamirano

RESUMEN

Con los datos facilitados por la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC-EP), a través de su Unidad de Negocios CNEL-Guayaquil, sobre las características de la demanda industrial petrolera del nororiente ecuatoriano y la sensibilidad ambiental debido a la presencia de reservas ecológicas importantes, se ha realizado el presente estudio de diseño de una red de interconexión entre el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y las instalaciones extractivas (aisladas entre sí) de dicho sector.

Para esto, configuramos un enlace de transmisión a niveles de voltaje de 138 [KV] tipo radial y 230 [KV] en anillo con el SNI, que provea de energía eléctrica a los pozos petrolíferos comunicándolos a través de alimentadores de 69 [KV] y 13.8 [KV].

En una primera instancia esbozamos el sistema propuesto en base a los requerimientos de la demanda eléctrica, tanto en año presente como en un horizonte de 10 años, para que el sistema sea sostenible, definido principalmente por la madurez característica de los pozos petroleros existentes, la producción histórica de esta industria (tasa de crecimiento: 1.8% anual) y el tiempo de vida típico de un transformador (25 años). Entonces consideramos el agrupamiento de los distintos puntos de consumo sujeto a criterios de cercanía, posibles trayectorias de interconexión y capacidad real de alimentadoras y subestaciones a voltajes de 13.8 [KV] y 69 [KV]. Lo cual dio como resultado un sistema con un grado de confiabilidad bajo.

En un segundo momento, se procedió a realizar un análisis de contingencia simple, es decir se corrigió el diseño preliminar, para que éste soporte la salida de un equipo cualesquiera mientras elaboramos planes básicos de seguridad de requerirlo.

Cabe mencionar que se ha tomado en consideración los aspectos técnicos, económicos y ecológicos al plantear la topología, selección de elementos y medidas de seguridad del sistema. Así como también, se echó mano del concepto de generación distribuida tanto en operación normal como en contingencia simple, debido a la característica de autogeneración de los pozos aislados.

Por último, se ha realizado un análisis generalizado de estabilidad que evaluó la capacidad de respuesta de la red, mientras utilizamos modelos simples de sus distintos componentes. Esto es muy importante en el momento de identificar problemas ya que durante el funcionamiento de la interconexión del Sistema Eléctrico No Interconectado Petrolero (SENIP), o pozos petroleros aislados, al Sistema Nacional Interconectado (SNI), a un nivel de tensión de 230 [KV] y 138 [KV], pueden producirse desequilibrios con efectos nocivos. De esta manera se han examinado casos específicos como la desconexión de una línea por descarga atmosférica y la salida de una carga o generador de gran capacidad.

Para poder corroborar el análisis efectuado, se ha empleado el software de simulación de sistemas de potencia Power Factory DigSilent 15.1, con sus herramientas correspondientes. Esto nos ha permitido recrear el flujo de potencia de la red, evaluar cortocircuitos y obtener los resultados de contingencia y estabilidad deseados. Para este efecto, se ha elaborado previamente la equivalencia del SNI en el punto de entrega del sector, para luego ejecutar los diagnósticos ya mencionados.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN.....	iv
DECLARACIÓN EXPRESA.....	v
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE GENERAL.....	viii
CAPÍTULO 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Alcance.....	2
1.2 Justificación.....	2
1.3 Objetivo general.....	3
1.4 Objetivos específicos.....	3
1.5 Marco teórico.....	3
1.5.1 Características generales del sistema eléctrico en la zona petrolera.....	3
1.5.2 Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP).....	7
1.5.3 Sistema Eléctrico No Interconectado Petrolero (SENIP).....	9
1.5.4 Conceptualización del modelo de interconexión.....	12
<i>Condiciones Técnicas</i>	12
<i>Condiciones económicas</i>	15
<i>Condiciones ambientales y ecológicas</i>	16
CAPITULO 2.....	19
2. DISEÑO DEL MODELO GENERAL DE INTERCONEXION PETROLERA.....	19
2.1 Esquema de las líneas de transmisión.....	19
2.1.1 Descripción geográfica.....	19

2.1.2	Modelo eléctrico	20
2.1.3	Calculo eléctrico de las líneas.....	27
2.1.4	Selección del conductor	31
	<i>Regulación de voltaje</i>	<i>31</i>
	<i>Análisis del conductor económico.....</i>	<i>34</i>
2.1.5	Calculo mecánico de las torres.....	37
2.1.6	Diseño definitivo de las líneas de transmisión	44
2.2	Esquema de los transformadores	46
2.3	Esquema de la generación	48
2.4	Esquema de la demanda.....	50
CAPITULO 3		52
3	ANALISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	52
3.1	Definiciones preliminares	52
3.2	Análisis de flujo de potencia	55
3.3	Análisis de contingencia simple	59
3.4	Análisis de estabilidad	61
3.5	Conclusiones.....	83
3.6	Recomendaciones.....	84
BIBLIOGRAFÍA.....		85
ANEXOS		87

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

La implementación de los planes de transformación energética del país ha conllevado a la ejecución de un sinnúmero de estrategias, que a lo largo de alrededor de 10 años ha requerido asimismo de una inversión de más de once mil millones de dólares y el fortalecimiento jurídico y administrativo de las instituciones rectoras del sector eléctrico.

Es en este contexto que se exploran los diferentes escenarios para la expansión del sistema, motivado por el crecimiento del consumo, la aparición de grandes proyectos industriales y civiles, y la estandarización del criterio de eficiencia energética. Así, la creación del corredor central de 500 [KV] junto a la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair se convierten en el estandarte de esta renovación topológica.

Ubicado en esta ruta, la iniciativa de la Empresa Pública Petroamazonas de conectarse con el Sistema Nacional Interconectado (SNI) pretende beneficiarse de los excedentes de la energía producida por las centrales hidroeléctricas. Esta acción es denominada Optimización de la Generación Eléctrica & Eficiencia Energética (OGE & EE), que según el Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025 sus principales objetivos son: “disminuir el uso de diésel para generación eléctrica, interconexión eléctrica de las operaciones petroleras, generar energía eléctrica de menor costo a las comunidades dentro del área de influencia, cambio de la Matriz Energética del Sector Petrolero Ecuatoriano”. [1]

Recientemente, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable junto con la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC-EP), a través de su Unidad de Negocio Transelectric, ha puesto en operación la subestación eléctrica Jivino de 230/69 [KV] con una capacidad de 167 MVA, ubicada en la provincia de Sucumbíos (Km. 25 de la vía Lago Agrio- Coca). De esta conexión entre CELEC-EP y Petroamazonas, se tiene previsto la sustitución de alrededor de 2 millones de galones de diésel por generación eléctrica al mes, cuyo precio actual es de aproximadamente 3,8 millones de dólares, lo que representa un ahorro de 50 millones de dólares anuales [2]. Hecho que

comprobaría la conveniencia de la conexión total de esta demanda industrial, con una particularidad, la posibilidad de utilizar las generaciones propias más altas del sector para incorporar una topología con generación distribuida del tipo plantas menores, en estado de operación normal. Mientras la autogeneración quedaría confinada al estado de emergencia.

Es de destacar que la existencia del Parque Nacional Yasuní y la Reserva Ecológica de Cuyabeno, además de la constante presencia de lluvias (con nivel isoceraunico alto), son limitantes ambientales de extremo cuidado.

Así, bajo estas condiciones, este estudio propone bosquejar el vínculo definitivo de la mayoría de los pozos petrolíferos con el SNI. Con lo cual nos planteamos el reto de unificar la demanda residencial y comercial con la industria más representativa del país, en este sector administrado por la Unidad de Negocios CNEL-Sucumbíos.

1.1 Alcance

Se analizará la viabilidad técnica del diseño de la nueva red de interconexión eléctrica, mediante restricciones económicas y la sensibilidad ambiental del sector en estudio. Además, se verificará la confiabilidad y la cargabilidad de los componentes del Sistema Nacional Interconectado (SNI) frente a esta nueva demanda para determinar la necesidad de repotenciar el sistema petrolero recientemente enlazado.

Posteriormente, se realizará el análisis de contingencia y estabilidad con generación descentralizada y se presentará su correspondiente propuesta de ubicación de subestaciones para establecer un sistema en anillo de 230 [KV], que ayude a brindar una mayor confiabilidad.

1.2 Justificación

Debido a los cambios en la matriz energética, nuestro país se encuentra en un proceso de reducción de la generación de electricidad a través de sistemas no amigables con el medio ambiente. Por lo tanto, la interconexión del sector nororiental petrolero, cuya autogeneración ha estado basada en mecanismos a diésel, representará no solo un beneficio económico, sino ecológico.

De esta manera, resulta pertinente realizar el estudio que verifique las condiciones óptimas para proceder con el enlace mencionado, con el uso de herramientas de simulación.

1.3 Objetivo general

Diseñar la red eléctrica de conexión del Sistema Eléctrico No Interconectado Petrolero (SENIP) al Sistema Nacional Interconectado (SNI), a un nivel de tensión de 230 [KV] y 138 [KV], mediante el uso del software Power Factory DigSilent 15.1 bajo criterios técnicos de estabilidad y contingencia simple, restricciones medioambientales y optimización económica.

1.4 Objetivos específicos

- Analizar el estado actual del Sistema Nacional Interconectado (SNI) con el uso del simulador Power Factory DigSilent 15.1 para conocer la generación requerida por las petroleras.
- Realizar el estudio técnico, económico y ambiental de la red de interconexión del sistema aislado petrolero (SENIP) con el Sistema Nacional Interconectado (SNI) para hallar el enlace óptimo.
- Efectuar el análisis de contingencia simple para determinar una configuración confiable de la red y elaborar esquemas de solución de existir violaciones a las restricciones técnicas reglamentadas.
- Identificar los puntos débiles por problemas de estabilidad que puedan presentarse frente a disturbios en la interconexión realizada y advertir inconvenientes como la suspensión temporal o total del servicio eléctrico.

1.5 Marco teórico

1.5.1 Características generales del sistema eléctrico en la zona petrolera

El SNI está compuesto por barras de 230 [KV] colocadas en anillo (Molino – Zhoray – Milagro – Dos Cerritos – Pascuales – Quevedo – Santo Domingo – Santa Rosa – Totoras – Riobamba), y de 138 [KV] en forma radial. Además, existe un sistema a 500 [KV] (San Rafael – El Inga) que refuerza la operación de los anteriores [1].

La provincia de Sucumbíos se conecta al SNI a través de dos puntos: uno de ellos es el circuito radial de 138 [KV], con 205 [Km] de extensión aproximada, desde Totoras (Totoras-Baños, Baños-Puyo, Puyo- Tena, Tena-Francisco de Orellana); el otro, es el que viene de la central de Coca Codo Sinclair, a través de un enlace a 230 [KV] (San Rafael – Jivino – Shushufindi), de reciente construcción.

Como podemos observar en la Figura 1.1, el sistema interno está constituido por dos redes a 69 [KV]: CNEL-Sucumbíos (subestaciones en verde), de consumo residencial y comercial; y SEIP (subestaciones en naranja), de demanda industrial. Cabe aclarar, que actualmente ya se están realizando estudios para entrelazar CNEL con SEIP.

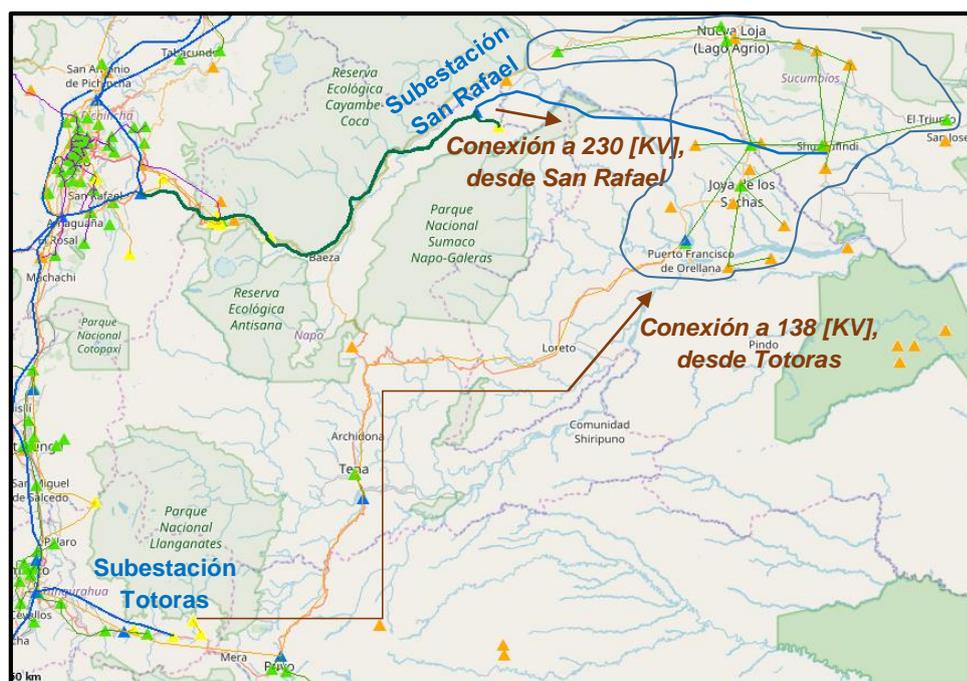


Figura 1.1: Conexión de la zona en estudio con el SNI [3]

Por otra parte, existen los puntos aislados en los distintos bloques petroleros (SENIP), no presentes en la gráfica pero que se encuentran esparcidos por toda la zona y que son los puntos a interconectar.

La finalidad del proyecto es realizar un sistema de anillo para la red de petroleras, a un nivel de voltaje de 230 [KV], tomar como barras

principales los puntos de mayor carga e interconectar radialmente a 138 y 69 [KV] las cargas menores, mediante análisis de centros de carga.

El Sistema Eléctrico Petrolero se encuentra definido dentro de la región licitada para esta actividad extractiva, ubicada principalmente en el sector Nororiental del país. Esto es, mayoritariamente en las provincias de Orellana y Sucumbíos, cuyas reservas tienen alrededor de 20 años de explotación.

En la Figura 1.2, podemos observar la distribución de los bloques petroleros del Ecuador, tanto los explotados actualmente (zona nororiental) como los aún por licitar (suroriental). Podemos notar que el crecimiento geoeconómico del sector se define hacia la zona suroriental, marcado por conflictos socioecológicos.

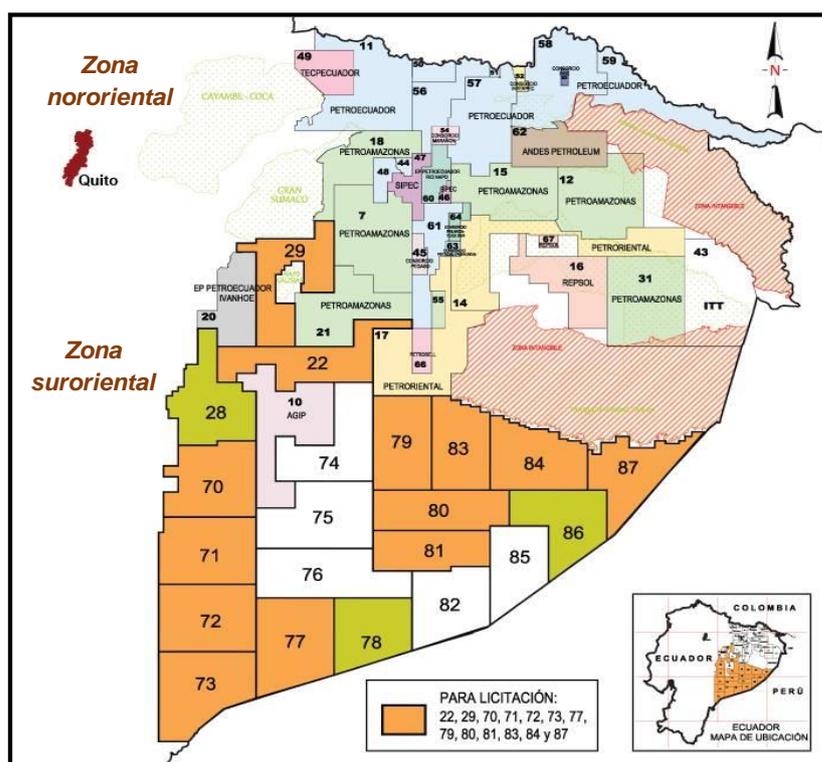


Figura 1.2: Bloques petroleros del Ecuador [4]

Esto corresponde al área perteneciente a CNEL-EP Unidad de Negocio Sucumbíos, con una extensión de 38517.82 [Km²] (Provincia de

Sucumbíos 41%; Provincia de Orellana 56%; y Provincia de Napo 3%); la que es la mayor de todas las áreas de prestación de servicio eléctrico, con una demanda de 279.90 [GW-h], de las más bajas sin considerar la importante industria petrolera (Figura 1.3).

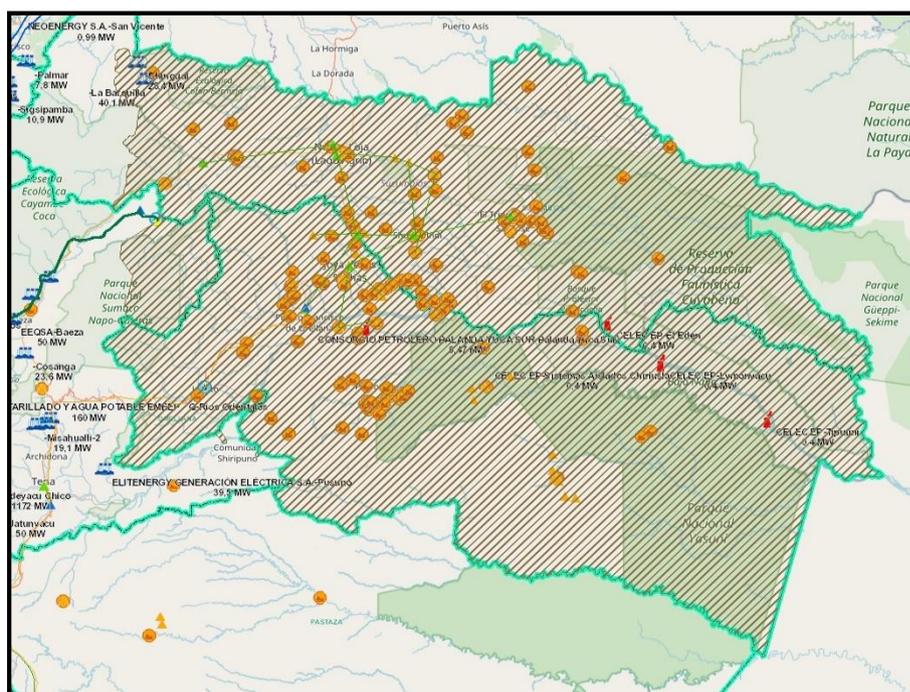


Figura 1.3: Ubicación geográfica de CNEL-Sucumbíos y sector petrolero [3]

Desde el 2007 al 2016, ha habido un incremento en la generación por sistemas aislados, sobre todo petrolero en la zona de estudio, como podemos observar en la Figura 1.4.

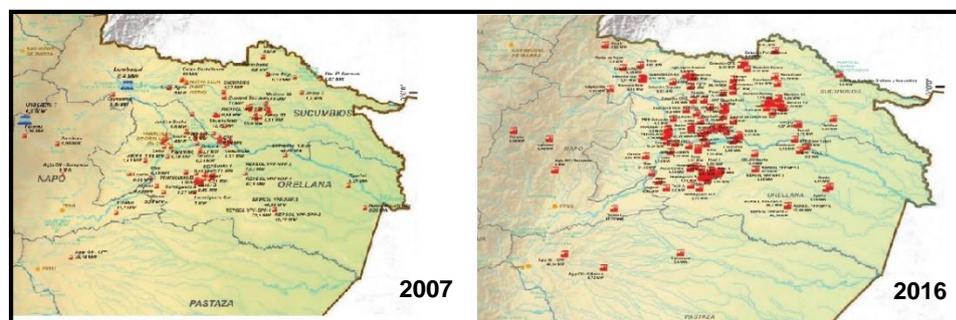


Figura 1.4: Incremento de la generación en sistemas aislados en nororiente [5]

Esta generación térmica es parte fundamental del sistema no incorporado ecuatoriano, como lo muestra la Tabla 1, con un 11,24% del total general.

SISTEMA	TIPO DE CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA	
		MW	%
SNI	Hidarulica	4.412,78	58,02
	Eolica	16,5	0,22
	Termica	2.148,19	28,24
	Biomasa	136,4	1,79
	Fotovoltaica	23,57	0,31
	Biogas	1,76	0,02
	TOTAL SNI	6.739,21	88,6
No Incorporado	Hidarulica	5,39	0,07
	Eolica	4,65	0,06
	Termica	854,83	11,24
	Fotovoltaica	2,02	0,03
TOTAL NO INCORPORADO		866,89	11,4
TOTAL		7.606,1	100,

Tabla 1: Potencia efectiva por tipo de sistema y generación [1]

Como lo indica la Tabla 2, el incremento registrado de 535,46 [MW] puede parecer ligero, pero respecto al tiempo de evaluación y ejecución de obras, resulta considerable [5].

1.5.2 Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP)

Esta red se encuentra definida por la interconexión a 69 [KV] de subestaciones como: Lago Agrio, Parahuacu, Atacapi, Secoya, Shushufindi Central, Sacha, Culebra y Yuca. Todas estas enlazan pozos petroleros pertenecientes a Petroamazonas-EP, con un consumo aproximado de 124,87 [MW], como lo indica la Tabla 3, donde el mayor peso se ubica en las subestaciones de Secoya (32,42 [MW]) y Sacha (25,8 [MW]).

Estos definen una configuración radial, cuyo vínculo con el sistema de subtransmisión de CNEL-Sucumbíos presenta problemas de inestabilidad eléctrica. Por esta razón es importante realizar un estudio previo y evitar que ocurran inconvenientes mayores en todo el SNI. Como se muestra en la Figura 1.5, estos pozos se encuentran arriba del Río Napo.

EMPRESA	TIPO DE CENTRAL	PROVINCIA	NUMERO DE CENTRALES		POTENCIA NOMINAL [MW]		
			2007	2016	2007	2016	VARIACIÓN
Petroamazonas	Térmica	Orellana	12	34	75,26	355,65	280,39
Petroamazonas	Térmica	Sucumbios	10	35	44,57	258,92	214,35
Repsol	Térmica	Orellana	5	5	144,38	144,39	0,02
Andes Petro	Térmica	Sucumbios	15	18	80,87	100,88	20,02
Petroamazonas	Térmica	Napo	2	2	25,89	48,7	22,82
Agip	Térmica	Pastaza	1	2	29,78	46,06	16,28
Andes Petro	Térmica	Orellana	20	21	20,66	44,08	23,41
Sipac	Térmica	Orellana	6	6	8,67	13,95	5,28
OCP Ecuador	Térmica	Napo	2	2	10,02	10,02	-
OCP Ecuador	Térmica	Sucumbios	2	2	10,02	10,02	-
Repsol	Térmica	Sucumbios	1	1	8,64	9,17	0,53
Agip	Térmica	Napo	1	1	9,	9,	-
Tecpetrol	Térmica	Sucumbios	-	9	-	7,97	7,97
Petroamazonas	Térmica	Pastaza	-	1	-	5,4	5,4
Orion	Térmica	Sucumbios	-	5	-	1,4	1,4
OCP Ecuador	Térmica	Pichincha	2	2	0,32	0,32	-
Petroproducción	Térmica	Orellana	2	-	10,8	-	-10,8
Petroproducción	Térmica	Sucumbios	7	-	51,61	-	-51,61
TOTAL			88	146	530,49	1.065,93	535,46

Tabla 2: Incremento de la generación en sistemas aislados en nororiente [5]

CAMPO	POTENCIA [MW]
Arcolands Shushufindi	7,5
RS Roth Shushufindi Drago N1	5,2
RS Roth Aguarico	7,
Justice Shushufindi Sur	6,
Secoya	32,42
Lago Agrio	10,15
Shushufindi	10,
Justice Lago Agrio	5,
Sacha	25,8
Justice Sacha	5,
Justice Culebra	6,
Pacayacu	0,28
Frontera	1,06
Pichincha	0,17
Yuca	3,29
TOTAL	124,87

Tabla 3: Potencia eléctrica de los pozos petroleros interconectados [6]

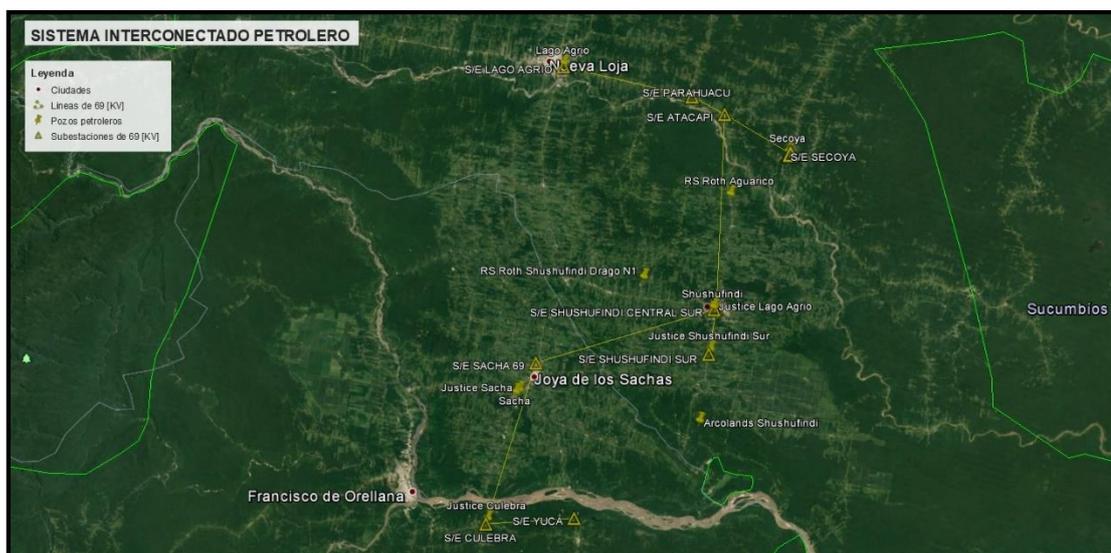


Figura 1.5: Sistema interconectado petrolero [3]

1.5.3 Sistema Eléctrico No Interconectado Petrolero (SENIP)

Este sistema está compuesto por generadores aislados y distribuidos en los diferentes bloques petroleros, pertenecientes a los siguientes operadores: Andes Petroleum (39 unidades), Orión (5 unidades), Petroamazonas-EP (70 unidades), Repsol (5 unidades), Sipec (9 unidades), Tecpetrol (9 unidades), OCP Ecuador (4 unidades). Con una capacidad total de producción eléctrica efectiva de 791,9 [MW]; las de mayor presencia son Petroamazonas-EP (pública), Repsol y Andes Petroleum (privadas).

La Tabla 4 nos muestra el detalle de la generación por tipo de empresa que hemos considerado dentro del estudio, que como hemos visto hasta ahora, el tipo de energía utilizada en la generación es la térmica, hecho que define la importancia de este análisis debido al ahorro por parte de las petroleras al pasar al sistema eléctrico y el beneficio ecológico que esto conlleva.

Estos generadores utilizan turbinas, predominantemente, del tipo de combustión interna a diésel. Estas son escogidas por su alta eficiencia térmica comparada con otros sistemas.

EMPRESA	TIPO DE CENTRAL	POTENCIA EFECTIVA [MW]	TIPO DE INVERSIÓN
Agip	Térmica	48,21	Privada
Andes Petro	Térmica	121,53	Privada
OCP Ecuador	Térmica	17,39	Privada
Orión	Térmica	1,66	Privada
Petroamazonas	Térmica	453,81	Pública
Repsol	Térmica	120,42	Privada
Sipac	Térmica	13,3	Privada
Tecpetrol	Térmica	5,57	Privada
CELEC-Termopichincha	Térmica	9,4	Pública
E.E. Centro Sur	Térmica/Solar	0,61	Pública
TOTAL		791,9	

Tabla 4: Potencia eléctrica de los pozos petroleros interconectados [6]

La Figura 1.6 nos muestra la eficiencia de los distintos sistemas térmicos, donde es posible observar que para unidades de menos de 80 [MW] de capacidad, como es el caso de estos pozos petroleros, son convenientes las máquinas eléctricas a diésel por su alto rendimiento en la conversión de energía calorífica a eléctrica, comparadas con sus pares a gas o a vapor.

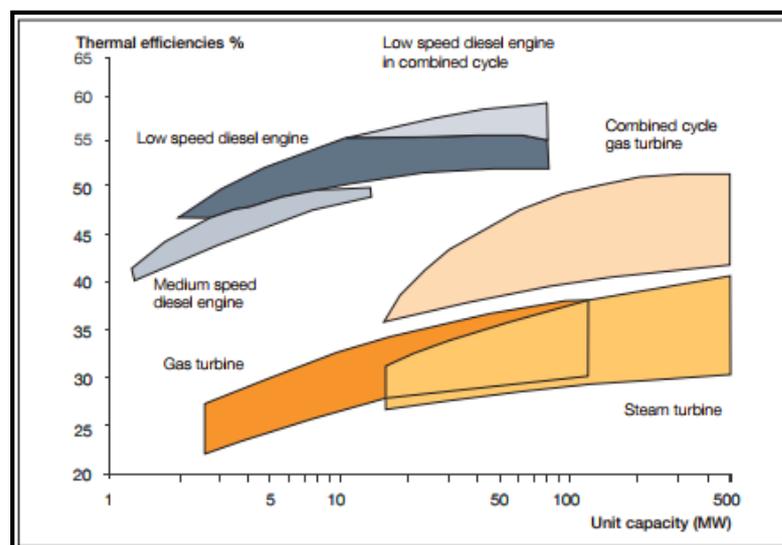


Figura 1.6: Eficiencia térmica de los sistemas eléctricos de combustión [8]

Estas se emplean para dar energía a los motores que realizan el trabajo del levantamiento artificial del crudo y de su bombeo, dentro de una facilidad petrolera (Figura 1.7).

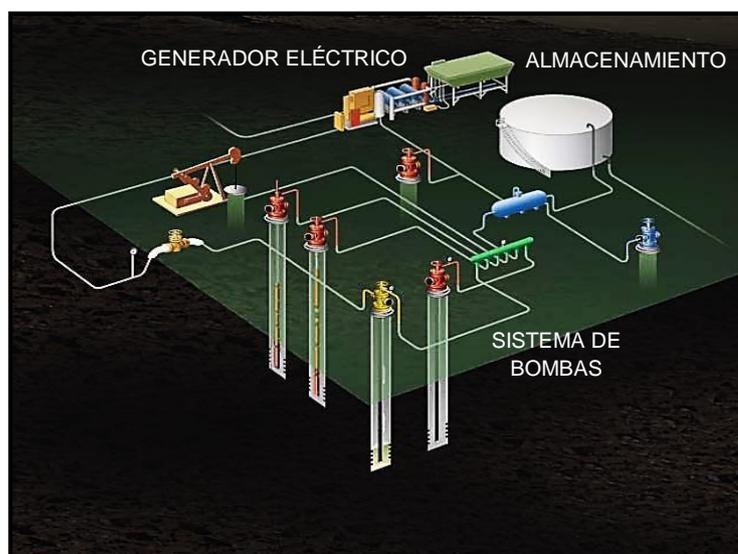
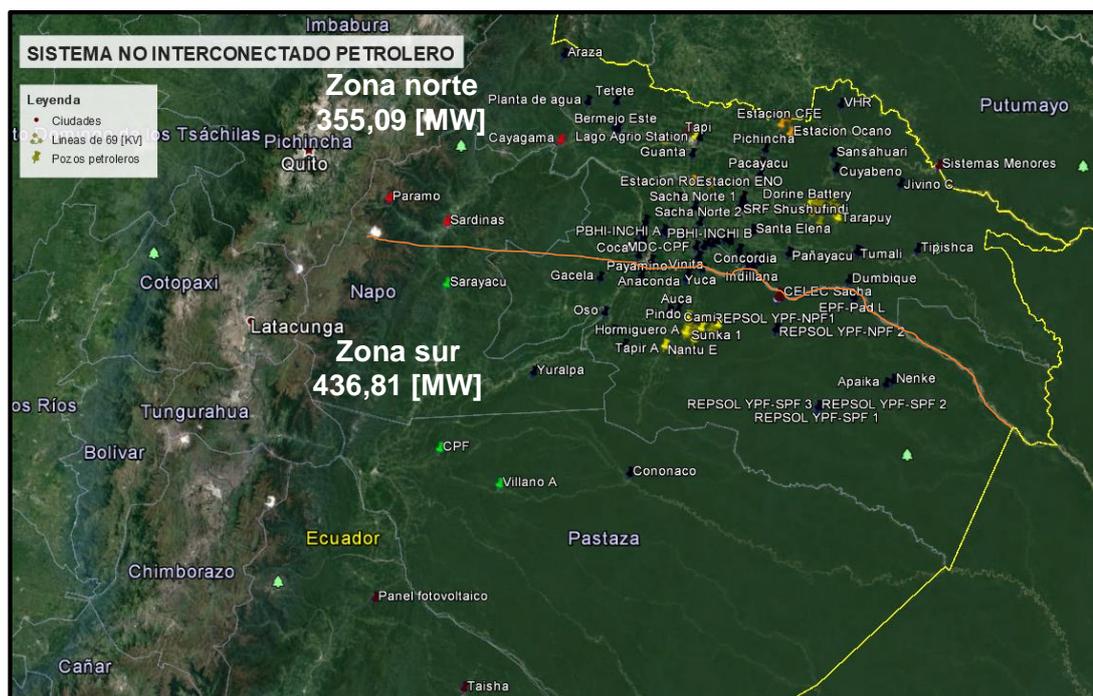


Figura 1.7: Estructura de una facilidad petrolera [9]

El sistema de bombeo electro-sumergible es uno de los más utilizados en el país, debido a su eficiente manejo de altos volúmenes de agua y crudo. Además, por el uso de grandes voltajes, requiere de la intervención de equipos eléctricos y electrónicos adicionales [10]. Uno de ellos son los variadores de frecuencia, destinados al control de la velocidad de rotación de los motores, que durante su ciclo de trabajo inyectan distorsiones armónicas al sistema eléctrico general disminuyendo su calidad. Según Ludeña y Bastidas [11], los armónicos típicamente presentes son del orden 5, 7, 11 y 13, excediendo los límites permitidos por los estándares; razón por la cual, se debe tomar en cuenta este hecho al momento de dimensionar los diferentes equipos para la interconexión.

Para este estudio, se han definido preliminarmente dos grandes áreas de demanda (generación) eléctrica, divididas por el río Napo. Como se muestra en la Figura 1.8, la Zona Norte (ZN) tiene una capacidad nominal unificada de 355,09 [MW], mientras que la Zona Sur (ZS) de 436,81 [MW].



. Figura 1.8: Zonas de demanda eléctrica petrolera [6]

1.5.4 Conceptualización del modelo de interconexión

La definición de nuestro problema tiene como objetivo el diseño óptimo y confiable de la red de interconexión del Sistema No Interconectado Petrolero (SENIP) con el Sistema Nacional Interconectado (SNI); misma que debe recibir su demanda industrial total, establecida en 791,9 [MW].

Las variables o alternativas se pueden organizar, entre otras, de esta manera:

- Topología y estructuras de las líneas de interconexión.
- Tipo y tamaño del cable conductor para las líneas de interconexión.
- Ruta y nivel de voltaje de la red.

Las cuales deben estar sujetas a condiciones o restricciones técnicas, económicas, ambientales y ecológicas

Condiciones Técnicas

Como la demanda del nuevo sistema es exclusivamente industrial (petrolera), entonces la residencial y comercial de la zona son puestas en

segundo plano. Los datos históricos de la producción de barriles de petróleo [12], proporcionan una razón de crecimiento promedio de 1,80% acorde con la actividad extractiva (Figura 1.9). Mismo que usaremos para analizar el aumento de la demanda eléctrica.

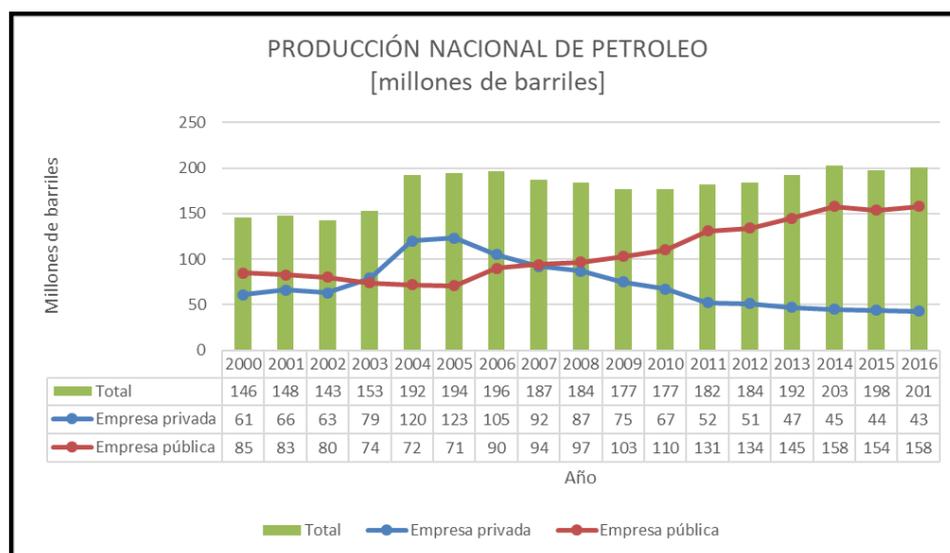


Figura 1.9: Desarrollo de la producción petrolera de 2000 a 2016 [12]

Recordemos que la tasa de crecimiento de la demanda nacional, es alrededor del 5% anual proyectada por el CONELEC para el periodo 2013 – 2022; pero esta reúne en su análisis, entre otros factores, la demanda comercial y residencial (mismos que descartamos en un principio).

La característica de la carga, analizada a potencia máxima y mínima nos brindara la necesidad de la colocación de capacitores o inductores en las barras propuestas, según sea el caso.

La Figura 1.10 muestra la proyección de la demanda, tanto activa como reactiva y aparente, dada la tasa seleccionada para el período 2017 – 2027.

Las cargas mayores tienen especial importancia, ya que son las que definirán las barras del sistema en anillo; en este caso: TPP (65,4 [MW], Andes Petroleum), EPF-EdenYuturi (69,78 [MW], Petroamazonas), REPSOL YPF-SPF-3 (44,3 [MW], REPSOL). Podemos observar en la

Figura 1.11, la ubicación geográfica de los puntos de mayor demanda (puntos en rojo).

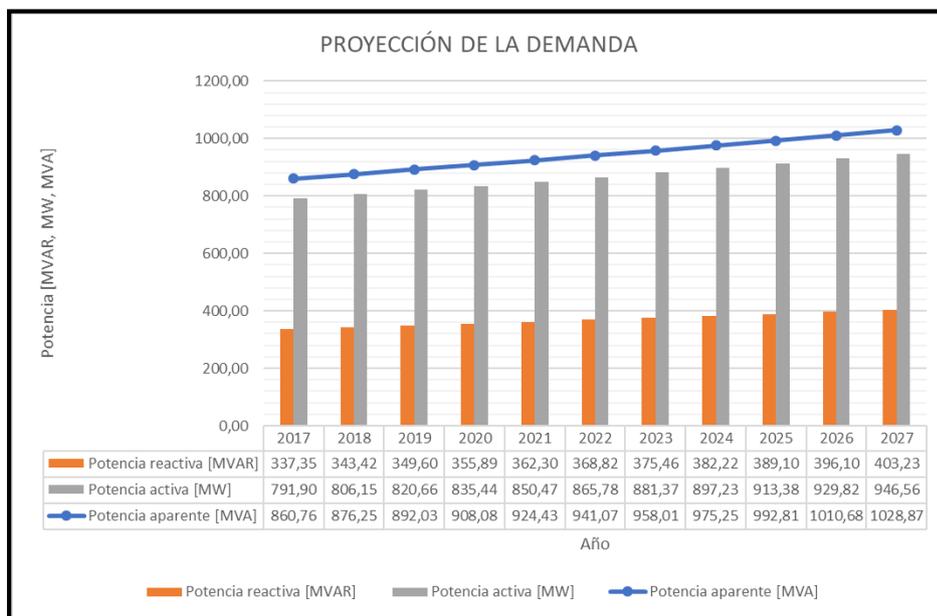


Figura 1.10: Ubicación de las demandas eléctricas petroleras [6]

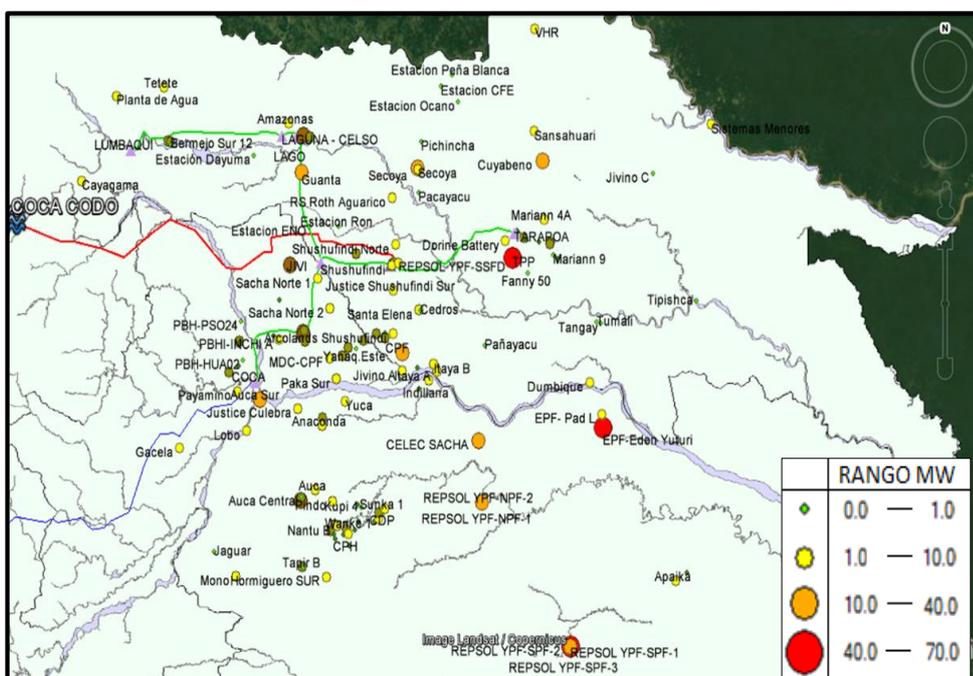


Figura 1.11: Ubicación de las demandas eléctricas petroleras [6]

Las generadoras más importantes se mantendrán, de acuerdo a su necesidad basado en un estudio previo, para en caso de una fuerte contingencia funcionen como islas distribuidas. Por eso la determinación de demandas por ubicación geográfica nos ayudará a estructurar un sistema confiable y robusto, puesto que la producción petrolera se debe considerar como una carga crítica junto a la actividad hospitalaria o aeroportuaria, ya que no puede paralizarse.

Otro detalle a considerar son los límites de tensión en operación normal y emergencia, fijados como regulación por el CENACE (Corporación Nacional de Electrificación) donde establece valores tanto para 230 [KV] y 138 [KV], con el objetivo de procurar la estabilidad del voltaje. En la Tabla 5 se muestran los diferentes márgenes de voltaje, tanto para el estado de operación normal como de emergencia.

NIVEL VOLTAJE [KV]	INFERIOR		SUPERIOR	
	NORMAL	EMERGENCIA	NORMAL	EMERGENCIA
230	-3%	-6%	5%	6%
138	-5%	-10%	5%	6%
69/46/34,5	-3%	-5%	3%	6%

Tabla 5: Límites de voltaje regulados en diferentes niveles de voltajes [13]

Condiciones económicas

Un sistema básico de análisis económico viene dado por el esquema del cálculo de Perdidas de Potencia y Energía junto al detalle de la inversión necesaria, definida durante un tiempo estipulado. Para nuestro estudio seleccionamos un tiempo horizonte de 10 años, utilizando la teoría del Valor Actual Neto (VAN) en la selección económica del conductor de las líneas planificadas.

Además, resulta indispensable analizar el ahorro económico por consumo de combustible, puesto que esto refleja la importancia de cambiar de sistemas termoeléctricos a hidroeléctricos.

Condiciones ambientales y ecológicas

Dentro de la zona se ubican dos reservas ecológicas protegidas de consideración: Reserva Cuyabeno y Parque Nacional Yasuní (Figura 1.12). Además de reservas biológicas de pequeña extensión como Limoncocha. Mismas que definen los posibles caminos de las rutas a seleccionar para las líneas del anillo eléctrico.

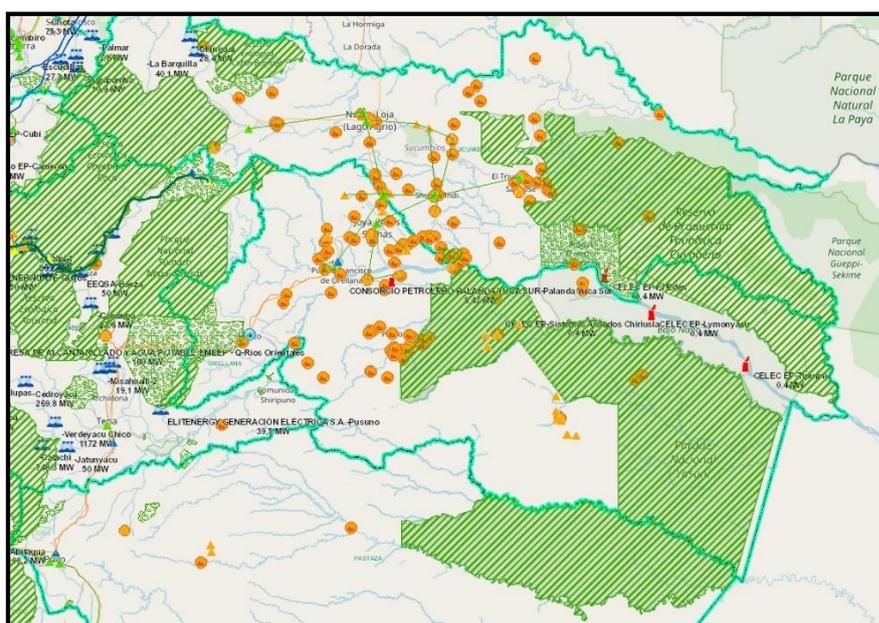


Figura 1.12: Ubicación de las zonas ecológicas protegidas de la zona [3]

El tipo de clima es el megatérmico lluvioso, con temperaturas promedio de 25 [°C], humedad relativa superior a 90% y una distribución de lluvias regular a lo largo de todo el año (Figura 1.13).

Mientras el tipo de cobertura vegetal está clasificado en dos tipos principalmente: el bosque siempreverde montano, con altitudes de 400 – 1200 [m.s.n.m.] y árboles de altura promedio de 35 [m]; y el bosque inundable de llanura, de altitudes menores a 350 [m.s.n.m.] (Figura 1.14).

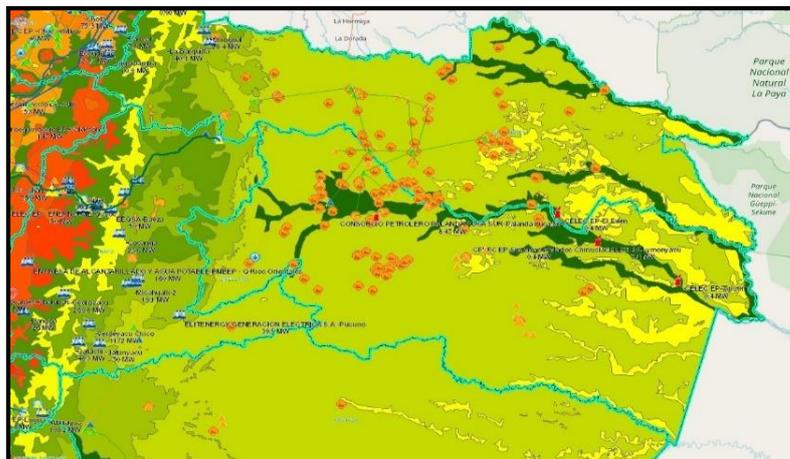


Figura 1.13: Tipo de clima de la zona (Megatérnico lluvioso) [3]

Un dato importante a tomar en cuenta son los niveles isoceráunicos, los cuales se hallan entre 10, 20, 30 y 40 días con tormenta eléctrica por kilómetro cuadrado por año, como lo muestra la Figura 1.15. Mismo que define el nivel de aislamiento de los equipos frente a eventuales descargas eléctricas que pueden causar daño al sistema y esencial en el cálculo de las torres de las líneas.

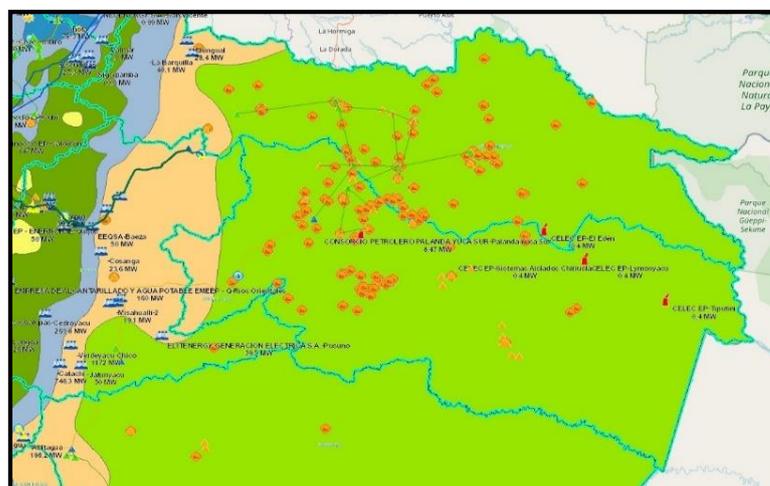


Figura 1.14: Tipo de vegetación de la zona [3]

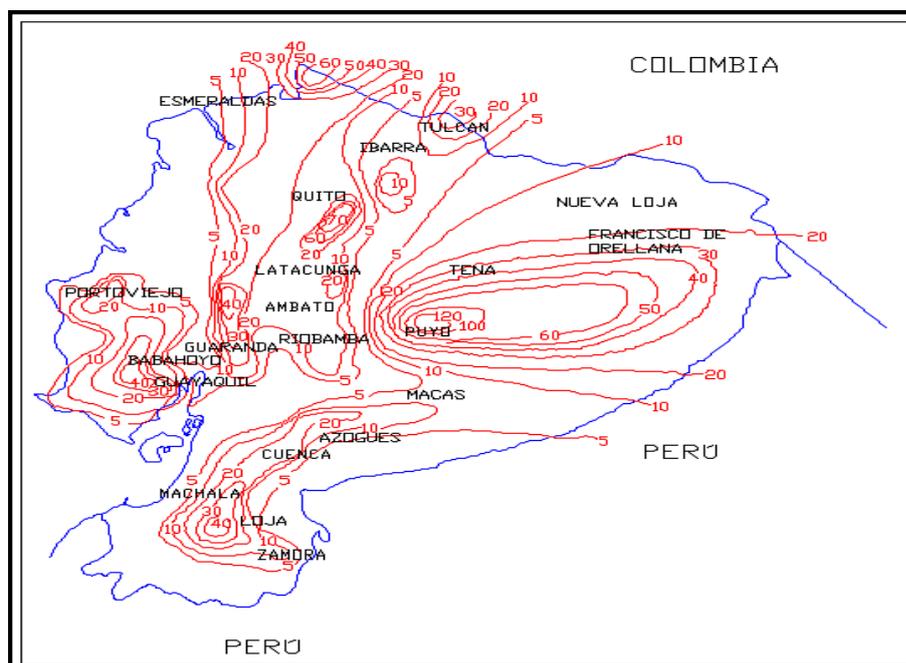


Figura 1.15: Nivel isoceránico del territorio ecuatoriano [14]

CAPITULO 2

2. DISEÑO DEL MODELO GENERAL DE INTERCONEXION PETROLERA

Para la elaboración del sistema de interconexión resulta indispensable definir los modelos eléctricos de los componentes existentes en el mismo, a saber: generadores, líneas, transformadores y cargas. Un detalle, del funcionamiento y constitución de cada uno, brindará mayor comprensión de su actuación dentro del flujo de potencia.

2.1 Esquema de las líneas de transmisión

2.1.1 Descripción geográfica

El presente planteamiento considera la construcción de una red de interconexión bajo la configuración en anillo a un nivel de voltaje de 230 [KV], que conecte toda la carga petrolera, residencial y comercial de la zona estudiada.

El SNI se enlaza a las subestaciones ya existentes de Jivino, Shushufindi y Francisco de Orellana, y se ubican tres fuentes de generación-demanda del sistema petrolero no interconectado. Estos son: TPP (65,4 [MW]), EPF-Eden Yuturi (69,78 [MW]) y REPSOL YPF (78,33 [MW]). Cabe destacar que REPSOL YPF cuenta con la siguiente demanda: REPSOL YPF-SPF 1 (19 [MW]), REPSOL YPF-SPF 2 (15,03 [MW]) y REPSOL YPF-SPF 3 (44,3 [MW]).

De esta manera, el anillo estaría constituido por las siguientes barras (subestaciones): Jivino, Shushufindi, TPP, Indillana y Francisco de Orellana. Para este efecto, resulta necesario la construcción de las mismas en los sectores de TPP e Indillana, la ampliación en Francisco de Orellana y analizar la repotenciación de Jivino.

En la Figura 2.1 podemos distinguir el esquema básico de las líneas a 230 [KV] y 138 [KV], mientras en la Tabla 6 se detallan las distancias a recorrer con sus respectivas características físico-ambientales.

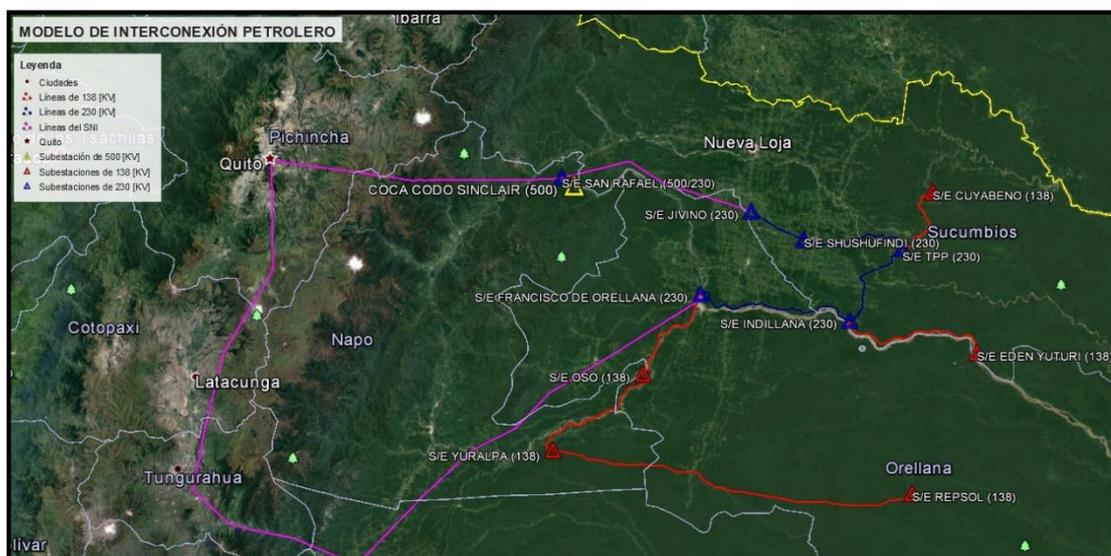


Figura 2.1: Modelo de interconexión planteado [7]

Los trayectos de 138 [KV] están considerados para el enlace de cargas medianas y fuertes que se encuentren lejanas o en zonas donde agrandar el anillo resulta un problema ecológico y económico de mayor magnitud.

En las Figuras 2.2 a 2.9 se muestran los perfiles topográficos de los tramos de 230 [KV] y 138 [KV]; mientras los trayectos a 69 [KV] se especifican en la Figura 2.10, de los cuales para este análisis se han seleccionado los ubicados debajo del río Napo, cuyas distancias quedan detalladas en la Tabla 7.

2.1.2 Modelo eléctrico

Para el diseño de las líneas de transmisión, tanto a 230 [KV] como 138 [KV] y 69 [KV], hemos escogido la representación nominal “π” de longitud media; pese a que todos los tramos excepto Yuralpa – Repsol son menores a 80 [Km], para utilizar un mayor grado de exactitud. Para los tramos a 69 [KV] también hemos hecho uso de este esquema.

DESDE	HACIA	DISTANCIA [Km]	NIVEL DE VOLTAJE [KV]	ÁREA DE IMPLANTACIÓN	ELEVACIÓN PROMEDIO [m. s. n. m.]	PENDIENTE PROMEDIO	MAYOR ELEVACIÓN	TEMPERATURA PROMEDIO [°C]	NIVEL ISOCERÁUNICO	HUMEDAD RELATIVA
SHUSHUFINDI	TPP	46,7	230,	14,5% muy poblado, 41,3% agrícola, 44,2% bosque	254,	1,3% y -1,1%	13,2% en Km 31,1 (278 [m.s.n.m.])	25,	20,	90%
TPP	INDILLANA	42,6		19% agrícola poco poblado, 81% bosques	248,	1,1% y -1,1%	8,4% en Km 17 (249 [m.s.n.m.])			
INDILLANA	FRANCISCO DE ORELLANA	69,3	138,	100% bosques	251,	0,9% y -0,9%	4,9% en Km 42,3 (263 [m.s.n.m.])	25,	20,	90%
TOTAL		158,6								
TPP	CUYABENO	36,7	138,	100% bordea carretero	244,	2,2% y -2,2%	17,1% en Km 17,1 (244 [m.s.n.m.])	25,	20,	90%
INDILLANA	EDEN YUTURI	60,		100% bordea río Napo	234,	6,0% y -9,6%	al inicio, -9,61% (244 [m.s.n.m.])			
FRANCISCO DE ORELLANA	OSO	46,3	138,	bordea río Napo, carreteras, 14,58% poco poblado	268,	1,0% y -0,8%	en Km 32,5, -11,3% (271 [m.s.n.m.])	25,	20,	90%
OSO	YURALPA	57,		100% bordea río Napo	316,	1,0% y -0,8%	15,6% en Km 19,4 (317 [m.s.n.m.])			
YURALPA	REPSOL	139,	138,	100% bosques	299,	2,0% y -2,0%	18,4% en Km 1,54 (502 [m.s.n.m.])	25,	20,	90%
TOTAL		339,								

Tabla 6: Detalle de líneas de 230 [KV] y 138 [KV] del modelo propuesto

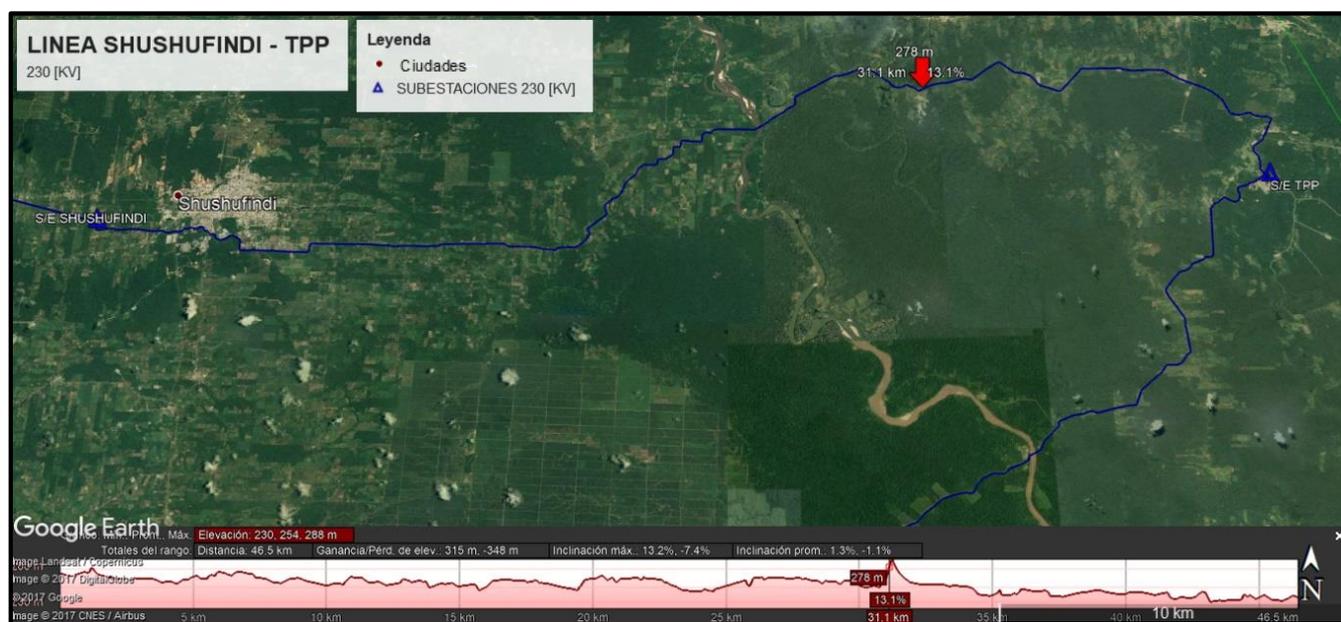


Figura 2.2: Línea Shushufindi – TPP a 230 [KV]

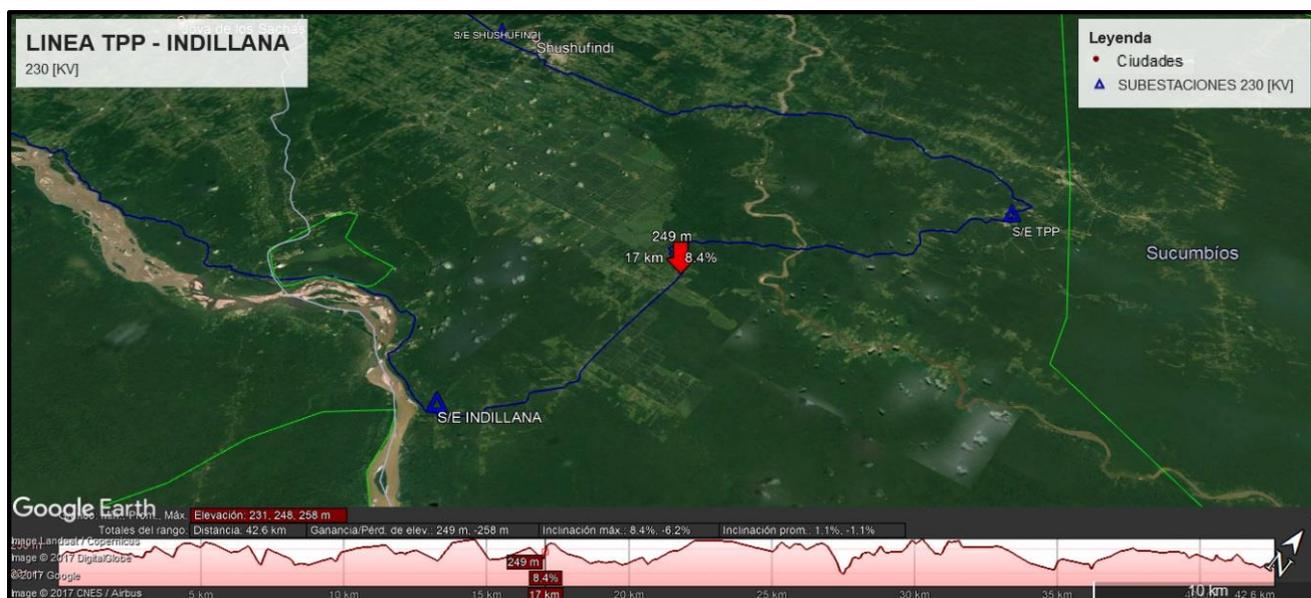


Figura 2.3: Línea TPP – Indillana a 230 [KV]



Figura 2.4: Línea Indillana – Francisco de Orellana a 230 [KV]

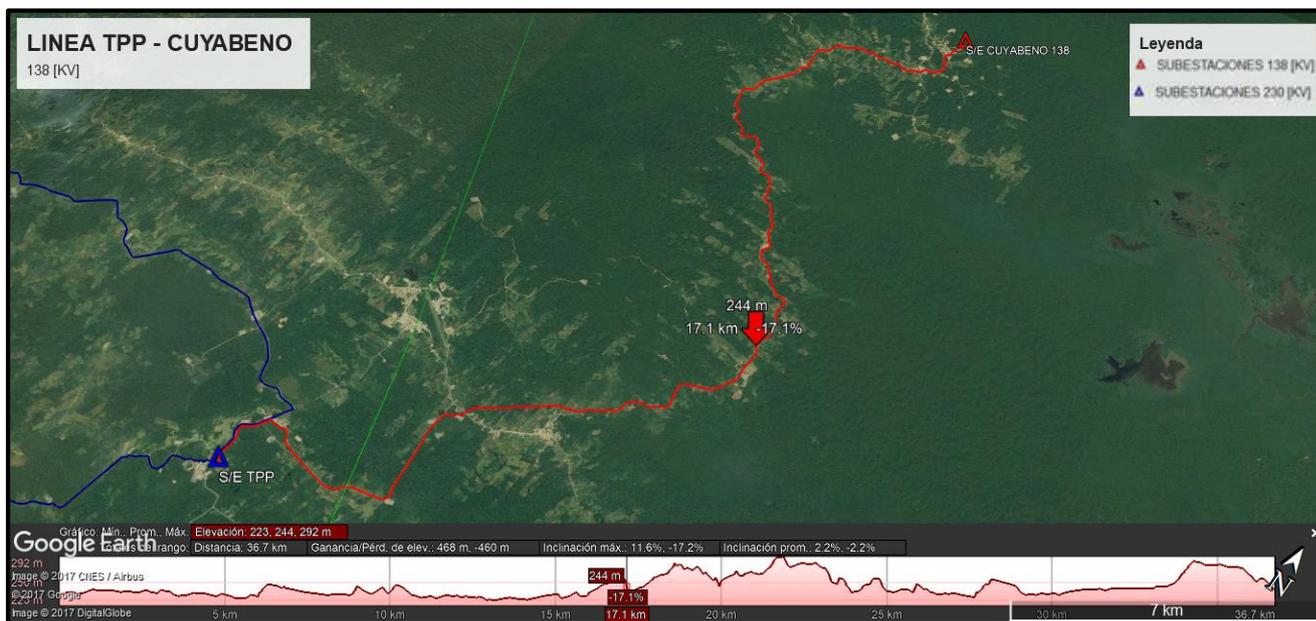


Figura 2.5: Línea TPP – Cuyabeno a 138 [KV]

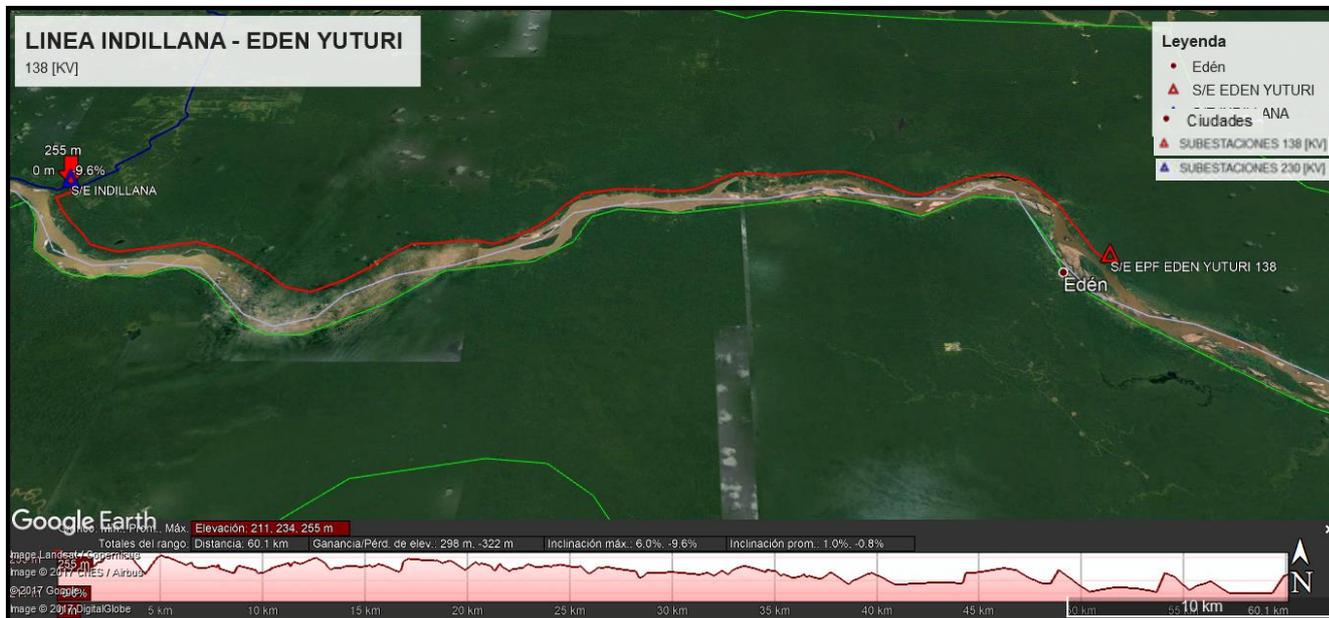


Figura 2.6: Línea Indillana – Eden Yuturi a 138 [KV]

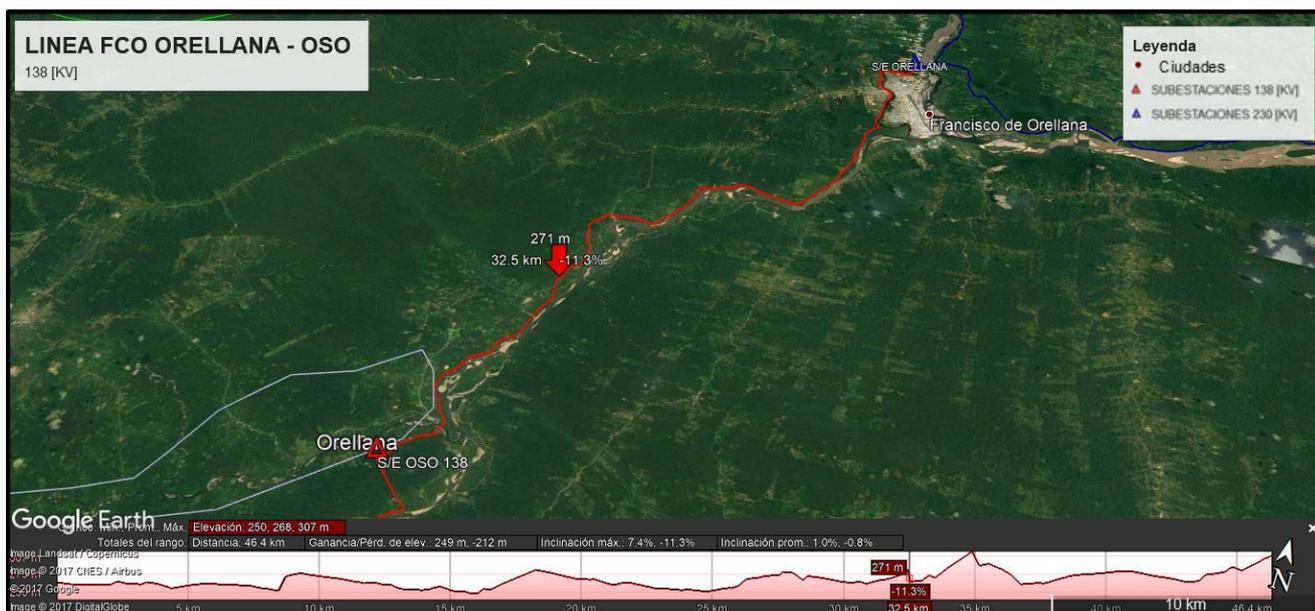


Figura 2.7: Línea Francisco de Orellana – Oso a 138 [KV]

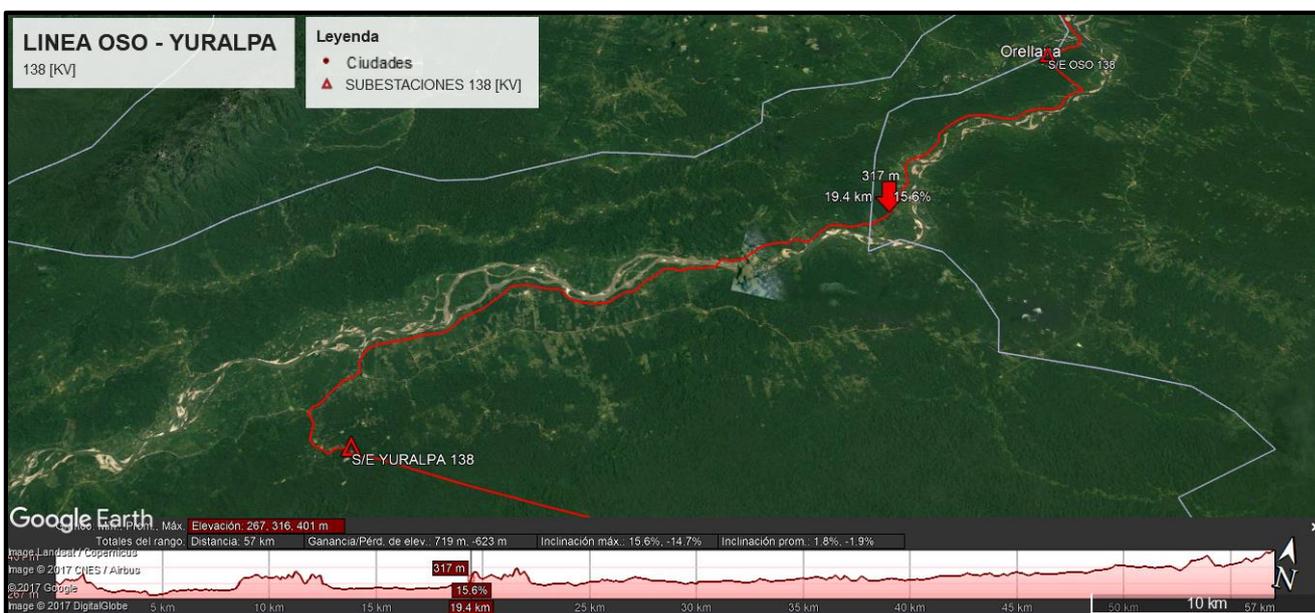


Figura 2.8: Línea Oso – Yuralpa a 138 [KV]

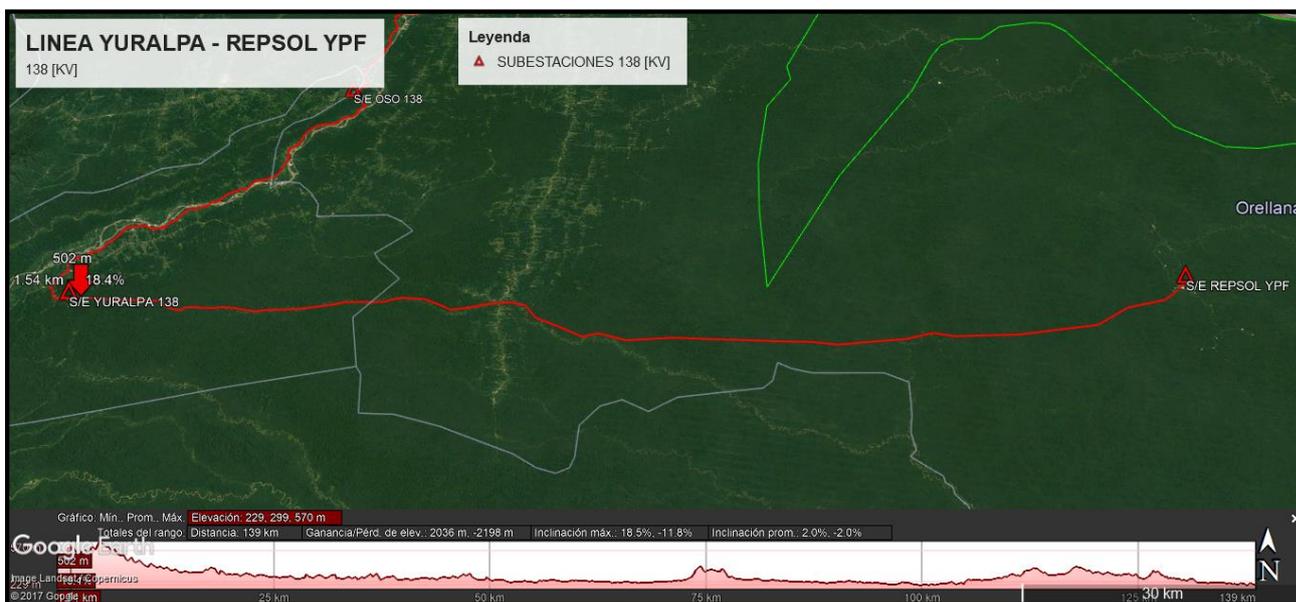


Figura 2.9: Línea Yuralpa – REPSOL YPF a 138 [KV]

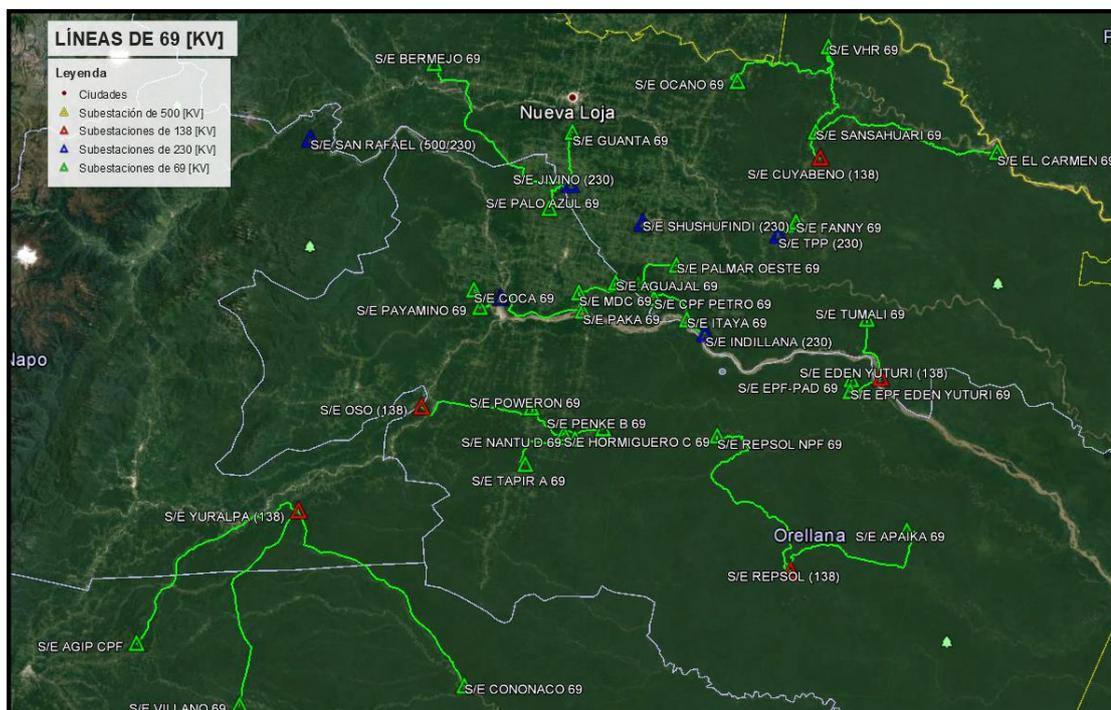


Figura 2.10: Líneas de 69 [KV]

TRAYECTORIAS	DISTANCIAS [Km]
Subestación Repsol - Subestación Repsol NPF	75,
Subestación Repsol - Subestación Apaika	55,4
Subestación OSO - Subestación Poweron	35,3
Subestación Poweron - Subestación Hormiguero	14,3
Subestación Hormiguero - Subestación Penke	12,2
Subestación hormiguero - Subestación Nantu	3,53
Subestación Nantu - Subestación Tapira	21,4
Subestación Yuralpa - Subestación Cononaco	72,
Subestación Yuralpa - Subestación Villano	62,4
Subestación Yuralpa - Subestación Agip CPF	66,7

Tabla 7: Detalle de líneas de 69 [KV] a diseñar en el modelo propuesto

El modelo eléctrico se detalla en la Figura 2.11, donde podemos observar los parámetros de los cuales está constituida.

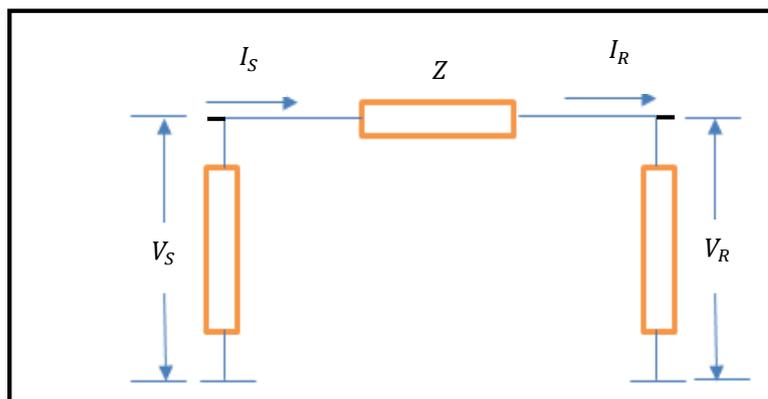


Figura 2.11: Representación nominal π de línea de longitud media

La impedancia serie de la línea, en ohmios, es:

$$Z [\Omega] = R + j X_L \quad (2.1)$$

Mientras la admitancia paralela total de la línea, en siemens:

$$Y \left[\frac{1}{\Omega} \right] = j \frac{1}{X_C} \quad (2.2)$$

Entonces la relación entre el voltaje y corriente de entrada y salida, en voltios y amperios respectivamente, se define:

$$V_S [V] = V_R \cdot \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{2}\right) + Z \cdot I_R \quad (2.3)$$

$$I_S [A] = V_R \cdot Y \cdot \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{4}\right) + \left(\frac{Z \cdot Y}{2} + 1\right) \cdot I_R \quad (2.4)$$

Al realizar la simplificación obtenemos:

$$V_S [V] = A \cdot V_R + B \cdot I_R \quad (2.5)$$

$$I_S [A] = C \cdot V_R + D \cdot I_R \quad (2.6)$$

Donde las constantes A, B, C y D se determinan:

$$A = D = \frac{Z \cdot Y}{2} + 1 \quad (2.7)$$

$$B = Z \quad (2.8)$$

$$C = Y \cdot \left(1 + \frac{Z \cdot Y}{4}\right) \quad (2.9)$$

2.1.3 Cálculo eléctrico de las líneas

Los parámetros básicos R, X_L y X_C son fundamentales en el estudio eléctrico de las líneas de transmisión. Para realizar los cálculos hemos utilizado los valores característicos proporcionados por el fabricante de los cables aptos para el sistema, como se detalla en la Tabla 8.

NIVEL DE VOLTAJE [KV]	TIPO	CALIBRE	Nº DE HILOS	CÓDIGO	RESISTENCIA ELÉCTRICA [Ω/Km]	RMG [mm]	RADIO [mm]	CAPACIDAD DE LA CORRIENTE [A]
230	ACAR	750,	18/19		0,0816	9,72	12,655	718
		1.200,	18/19		0,051	12,3	16,01	957
			1.113,	45/7	Bluejay	0,0507	12,69	15,985
138	ACSR	397,5	24/7	Brant	0,141	7,88	9,81	512
		477,	24/7	Flicker	0,117	8,63	10,745	573
		636,	24/7	Rook	0,0879	9,96	12,405	686

Tabla 8: Características eléctricas y físicas de los conductores [15]

La resistencia, en ohmios, viene dada por la fórmula:

$$R [\Omega] = r \left[\frac{\Omega}{Km} \right] \cdot L [Km] \quad (2.10)$$

La reactancia inductiva y capacitiva, en ohmios, respectivamente son:

$$X_L [\Omega] = 4 \cdot \pi \cdot f [\text{Hz}] \cdot 1000 \cdot 10^{-7} \cdot L [\text{Km}] \cdot \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \quad (2.11)$$

$$X_C [\Omega] = \frac{10^{12} \cdot \ln \frac{D_{eq}}{D_{sc}}}{4 \cdot \pi^2 \cdot f [\text{Hz}] \cdot 1000 \cdot 8.85 \cdot L [\text{Km}]} \quad (2.12)$$

La admitancia paralela es la inversa de la reactancia capacitiva:

$$B_C [\text{Siemens}] = \frac{1}{X_C [\Omega]} \quad (2.13)$$

Pero estas medidas dependen de la forma espacial en que los conductores se configuran en las torres. Estas disposiciones básicamente modifican los valores de D_{eq} , D_s , D_{sc} , y la resistencia cuando se consideran doble terna o dos conductores por fase. Las configuraciones consideradas son: horizontal una terna un conductor por fase, horizontal una terna dos conductores por fase, vertical una terna un conductor por fase, vertical dos ternas un conductor por fase cuadrada y vertical dos ternas un conductor por fase triangular.

La Figura 2.12, muestra la disposición horizontal una terna un conductor por fase. En esta:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{2} \cdot D_h [m] \quad (2.14)$$

$$D_s = RMG [m] \quad (2.15)$$

$$D_{sc} = \text{Radio} [m] \quad (2.16)$$



Figura 2.12: Disposición horizontal una terna un conductor por fase

La Figura 2.13, presenta la disposición horizontal una terna dos conductores por fase. Donde D_{eq} se mantiene igual que en el caso anterior (ecuación 2.14), pero:

$$R_{eq} [\Omega] = \frac{R [\Omega]}{2} \quad (2.17)$$

$$D_s = \sqrt{D_C [m] \cdot (RMG [m])} \quad (2.18)$$

$$D_{sc} = \sqrt{D_c [m] \cdot (\text{Radio} [m])} \quad (2.19)$$

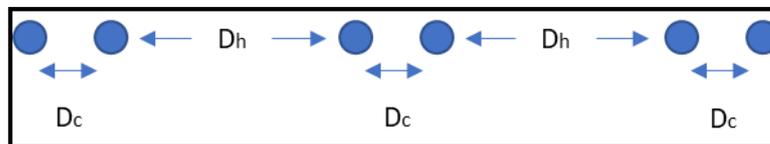


Figura 2.13: Disposición horizontal una terna dos conductores por fase

La Figura 2.14, determina la disposición vertical una terna un conductor por fase. Esta configuración es parecida a la horizontal una terna un conductor por fase, más por lo general $D_h > D_v$. Además, este diseño resulta exclusivo en el análisis de las líneas a 69 [KV].

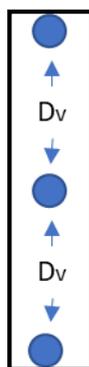


Figura 2.14: Disposición vertical una terna un conductor por fase

La Figura 2.15, muestra la disposición vertical dos ternas un conductor por fase en forma cuadrada. En esta la resistencia viene dada también por la ecuación 2.17, mientras los demás parámetros:

$$D_{eq} = 2^{1/6} \cdot D_h [m]^{1/6} \cdot D_v [m]^{1/2} \cdot (D_v [m]^2 + D_h [m]^2)^{1/2} \quad (2.20)$$

$$D_s = (RMG [m])^{1/2} \cdot D_h [m]^{1/6} \cdot (4 \cdot D_v [m]^2 + D_h [m]^2)^{1/2} \quad (2.21)$$

$$D_{sc} = (\text{Radio} [m])^{1/2} \cdot D_h [m]^{1/6} \cdot (4 \cdot D_v [m]^2 + D_h [m]^2)^{1/2} \quad (2.22)$$

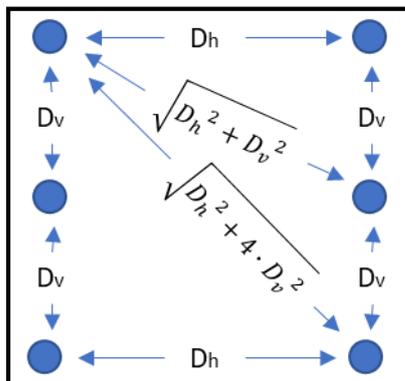


Figura 2.15: Disposición vertical dos ternas un conductor por fase cuadrada

La Figura 2.16, indica la disposición vertical dos ternas un conductor por fase en forma triangular. También la resistencia se la puede obtener con la ecuación 2.17, aparte de:

$$D_{eq} = (2 \cdot D_1 [m])^{1/6} \cdot D_2 [m]^{1/3} \cdot D [m]^{1/2} \quad (2.23)$$

$$D_s = (RMG [m])^{1/2} \cdot D_4 [m]^{1/6} \cdot D_3 [m]^{1/3} \quad (2.24)$$

$$D_{sc} = (Radio [m])^{1/2} \cdot D_4 [m]^{1/6} \cdot D_3 [m]^{1/3} \quad (2.25)$$

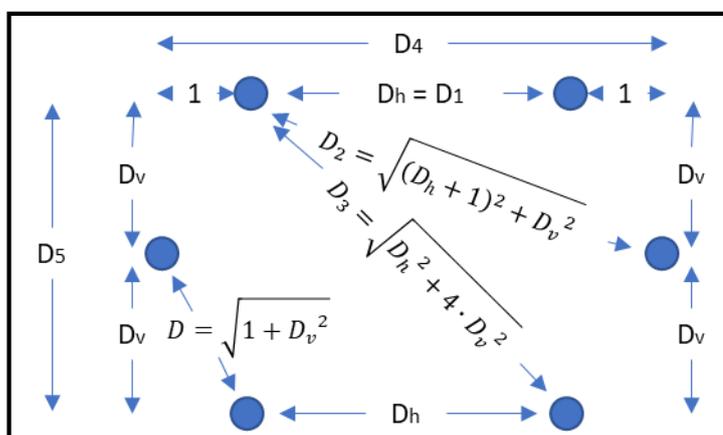


Figura 2.16: Disposición vertical dos ternas un conductor por fase triangular

Donde la resistencia eléctrica (r), el radio medio geométrico (RMG) y el radio de los conductores vienen dados en la Tabla 6; y L es la longitud de la línea.

2.1.4 Selección del conductor

La selección del conductor se realiza bajo parámetros técnicos y económicos. El parámetro técnico de mayor relevancia es el de regulación de voltaje, mientras que para el económico es el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) de los costos de inversión. Para el nivel de voltaje de 230 y 138 [KV] se ha hecho uso de ambos recursos; más para 69 [KV], solo el de regulación de voltaje debido a que las distancias son menores.

Regulación de voltaje

Para el cálculo de la regulación de voltaje usamos la definición:

$$RV [\%] = \frac{|V_{R,NL}| - |V_{R,FL}|}{|V_{R,FL}|} \cdot 100 \quad (2.26)$$

Donde $|V_{R,NL}|$ es la magnitud del voltaje en la recepción sin carga, mientras $|V_{R,FL}|$ es la misma, a plena carga. Sabemos del modelo eléctrico seleccionado que $|V_{R,NL}| = \frac{|V_S|}{|A|}$, puesto que, en este caso $I_{R,NL} = 0$. Por lo tanto, la regulación de voltaje resulta:

$$RV [\%] = \frac{\frac{|V_S|}{|A|} - |V_{R,FL}|}{|V_{R,FL}|} \cdot 100 \quad (2.27)$$

Un límite aceptable de regulación de voltaje es de $\pm 5 \%$, más allá de este rango se requiere el dimensionamiento de compensación capacitiva, con lo cual se incrementaría el costo del sistema.

Se ha elegido tres diferentes conductores, tanto para 230 [KV] (ACAR 750, ACAR 1200, ACSR BLUEJAY) como para 138 [KV] (ACSR BRANT, ACSR FLICKER, ACSR ROOK).

Para el cálculo de V_S necesitamos obtener la corriente de envío, con un factor de potencia $fp = 0,92$ (por reglamento):

$$I_S [A] = I_{R,FL} [A] = \frac{P [KW]}{\sqrt{3} \cdot KV [KV] \cdot fp} \quad (2.28)$$

P es la potencia activa en kilovatios, no solo puntual en cada barra, sino aguas abajo mientras despreciamos las pérdidas de transmisión y

restamos la generación existente en el diseño; al asumir que todo el flujo se direcciona en un solo sentido desde Shushufindi hacia Francisco de Orellana y Repsol. La Tabla 9 muestra la demanda activa resultante en cada barra, así como también, la Figura 2.17 presenta el modelo simplificado del sistema considerado para realizar el análisis de regulación de voltaje.

LÍNEA	SUBESTACIÓN DE RECEPCIÓN	NIVEL DE VOLTAJE [KV]	DEMANDA SIMPLIFICADA TOTAL [MW]
SHUSHUFINDI-TPP	TPP	230	330,58
TPP-CUYABENO	CUYABENO	138	33,54
TPP-INDILLANA	INDILLANA	230	262,83
INDILLANA-EDEN YUTURI	EDEN YUTURI	138	24,19
INDILLANA-FRANCISCO DE ORELLANA	FRANCISCO DE ORELLANA	230	203,11
FRANCISCO DE ORELLANA-OSO	OSO	138	148,32
OSO-YURALPA	YURALPA	138	86,54
YURALPA-REPSOL	REPSOL	138	55,75

Tabla 9: Demanda activa considerada para la regulación de voltaje

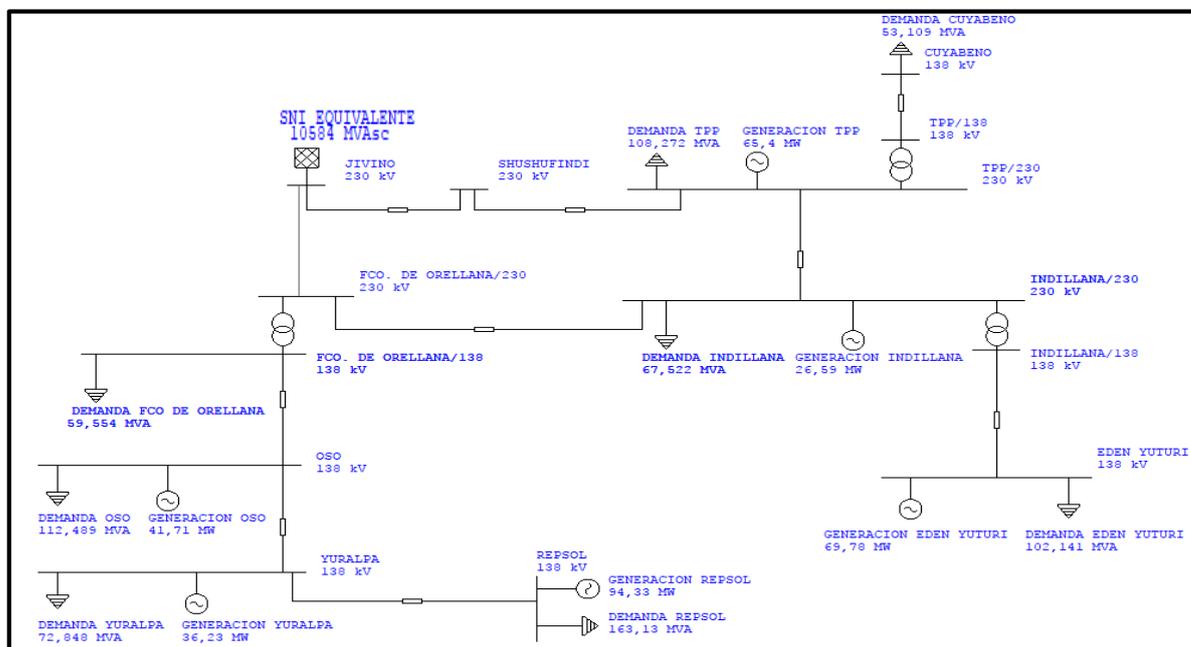


Figura 2.17: Modelo simplificado para el cálculo de regulación de voltaje

Los cálculos realizados para 230 Y 138 [KV] muestran la prevalencia de la configuración vertical dos ternas un conductor por fase triangular, ante lo cual habría que escoger la mejor opción económica entre ACAR 750, ACAR 1200 y ACSR BLUEJAY para 230 [KV], y entre ACSR BRANT, ACSR FLICKER y ACSR ROOK para 138 [KV]. Mientras que para el caso de los tramos a 69 [KV], hemos utilizado la disposición vertical una terna un conductor por fase, y realizado las operaciones para 6 tipos diferentes de conductores: ACAR 550, ACAR 500, ACAR 300, ACAR 350, ACSR 266 y ACSR 477.

La Tabla 10 muestra los valores porcentuales de regulación de voltaje registrados para la disposición mencionada en 230 [KV].

REGULACIÓN DE VOLTAJE (%)			
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (TRIANGULAR)			
LÍNEA	ACAR 750	ACAR 1200	BLUEJAY
SHUSHUFINDI - TPP	4,32	3,76	3,74
TPP - INDILLANA	3,09	2,69	2,67
INDILLANA - FCO. DE ORELLANA	3,93	3,42	3,4

Tabla 10: Regulación de voltaje para las líneas de 230 [KV]

La Tabla 11 muestra los valores porcentuales de regulación de voltaje registrados para la disposición mencionada en 138 [KV].

REGULACIÓN DE VOLTAJE [%]			
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (TRIANGULAR)			
LÍNEA	BRANT	FLICKER	ROOK
TPP - CUYABENO	1,14	1,05	0,94
INDILLANA - EDEN YUTURI	1,34	1,24	1,11
FRANCISCO DE ORELLANA - OSO	6,57	6,09	5,48
OSO - YURALPA	4,67	4,32	3,89
YURALPA - REPSOL	7,6	7,04	6,34

Tabla 11: Regulación de voltaje para las líneas de 138 [KV]

La Tabla 12 muestra los valores porcentuales de regulación de voltaje registrados para la disposición mencionada en los tramos 69 [KV] utilizados en nuestro estudio.

REGULACIÓN DE VOLTAJE [%]						
DISPOSICIÓN VERTICAL, UNA TERNA UN CONDUCTOR POR FASE						
LÍNEA	Acar 550	Acar 500	Acar 300	Acar 350	Acsr 266	Acsr 477
S/E Repsol - S/E Repsol NPF	1,61	1,8	3,78	3,05	4,09	3,47
S/E Repsol - S/E Apaika	0,118	0,105	0,022	0,024	0,045	0,004
S/E Oso -S/E Poweron	0,1011	0,1202	0,311	0,24	0,342	0,282
S/E Poweron - S/E Hormiguero	0,001	0,003	0,021	0,014	0,023	0,018
S/E Hormiguero - S/E Penke	0,001	0,0022	0,0146	0,0101	0,016	0,0128
S/E hormiguero - S/E Nantu	0,00002	0,00007	0,001	0,0006	0,0011	0,00088
S/E Nantu - S/E Tapira	0,00047	0,004	0,039	0,026	0,0459	0,034
S/E Yuralpa - S/E Cononaco	0,099	0,069	0,2413	0,1268	0,2944	0,1963
S/E Yuralpa - S/E Villano	0,1814	0,1686	0,035	0,0844	0,0109	0,0532
S/E Yuralpa - S/E Agip CPF	1,002	1,131	2,4279	1,9486	2,633	2,2247

Tabla 12: Regulación de voltaje para las líneas de 69 [KV]

Análisis del conductor económico

Para este efecto hemos considerado una lista de precios disponible en el mercado de los conductores considerados en nuestro estudio detallada en la Tabla 13.

TIPO	CALIBRE	N° DE HILOS	CÓDIGO	PRECIO [\$/Km]	NIVEL DE VOLTAJE [KV]
ACAR	750	18/19		9.242,	230
	1.200	18/19		14.677,	
ACSR	1.113	45/7	bluejay	15.330,	138
	397,5	24/7	brant	5.931,	
	477	24/7	flicker	6.942,	
	636	24/7	rook	9.242,	

Tabla 13: Lista de precios de conductores en el mercado [16]

El cálculo del conductor económico requiere la evaluación de los costos de pérdidas de potencia y energía consignadas a valor presente. De esta manera, las pérdidas de potencia PP en [KW] y de energía (PE) en [KW-h] son:

$$PP [KW] = \frac{3 \cdot I [A]^2 \cdot R [\Omega]}{1000} \quad (2.29)$$

$$PE [KW - h] = PP [KW] \cdot 365 [dias] \cdot 24 \left[\frac{h}{dia} \right] \quad (2.30)$$

Asumimos un costo por unidad de perdida de potencia (cp) de 8 [\$/KW] y por unidad de perdida de energía (ce) de 0,10 [\$/KW-h]. Los costos generales por perdidas de potencia y de energía, respectivamente en dólares:

$$Costo P [\$] = PP [KW] \cdot cp \left[\frac{\$}{KW} \right] \quad (2.31)$$

$$Costo E [\$] = PE [KW - h] \cdot ce \left[\frac{\$}{KW-h} \right] \cdot FP \quad (2.32)$$

Donde el factor de perdidas es:

$$FP = 0,8 \cdot FC^2 + 0,2 \cdot FC \quad (2.33)$$

Mientras que, el factor de carga es:

$$FC = \frac{D_{prom} [KW]}{D_{max} [KW]} \quad (2.34)$$

Pero asumimos un factor de carga alto, igual a 0,7, puesto que consideramos que es una demanda industrial continua de 24 horas y que se encuentra en el rango entre 0,05 y 0,8 definido por el Vademécum de Electricidad [17]; mientras la demanda máxima (D_{max}) es la demanda total simplificada anteriormente obtenida, por lo que para cada nivel de voltaje la corriente sería:

$$I [A] = \frac{D_{prom} [KW]}{\sqrt{3} \cdot V_{LL} [KV] \cdot fp} = \frac{D_{max} [KW] \cdot FC}{\sqrt{3} \cdot V_{LL} [KV] \cdot fp} \quad (2.35)$$

Una vez calculados los costos totales por pérdidas anuales, tanto de potencia como de energía, las trajimos a valor presente (VP) para el periodo de $n = 10$ años a un interés $i = 8\%$:

$$A [\$] = Costo Total [\$] = Costo P [\$] + Costo E [\$] \quad (2.36)$$

$$VP [\$] = A [\$] \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \quad (2.37)$$

Pero el costo total del proyecto debe considerar no solo las pérdidas sino también las inversiones iniciales realizadas. Estas deben considerar tanto el número de circuitos (nc) como el de conductores por fase (ncf) y de fases, además, de la longitud del tramo (L). Utilizamos los precios de los conductores de la Tabla 12, así como también consideramos los otros costos como la obra civil y mecánica, transporte, limpieza, herrajes y estructuras al dividir el total de la inversión de las líneas para 0,45:

$$Inv\ conductor\ [\$] = Precio\ conductor\ \left[\frac{\$}{Km} \right] \cdot L\ [Km] \cdot ncf \cdot nc \cdot 3 \quad (2.38)$$

$$Otros\ costos\ linea\ [\$] = \frac{Inv\ conductor\ [\$]}{0,45} \quad (2.39)$$

El costo total de la inversión de la línea es la suma de la inversión de los conductores y los otros costos de línea:

$$Inv\ total\ linea\ [\$] = Inv\ conductor\ [\$] + Otros\ costos\ linea\ [\$] \quad (2.40)$$

Entonces el costo total del proyecto es:

$$Costo\ proyecto\ [\$] = Inv\ total\ linea\ [\$] + VP\ [\$] \quad (2.41)$$

La Tabla 14 muestra el resumen del análisis económico de los conductores escogidos para 230 [KV].

CONDUCTOR ECONÓMICO [\\$]			
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (TRIANGULAR)			
LÍNEA	ACAR 750	ACAR 1200	BLUEJAY
SHUSHUFINDI - TPP	15.592.497,54	17.781.501,44	18.344.425,57
TPP - INDILLANA	11.791.167,94	14.700.137,66	15.222.582,81
INDILLANA - FCO. DE ORELLANA	16.442.713,73	22.201.920,93	23.061.882,83

Tabla 14: Análisis del conductor económico a 230 [KV]

La Tabla 15 muestra el resumen del análisis económico de los conductores escogidos para 138 [KV].

CONDUCTOR ECONÓMICO [\$]			
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (TRIANGULAR)			
LÍNEA	BRANT	FLICKER	ROOK
TPP - CUYABENO	4.489.677,78	5.159.112,05	6.732.955,2
INDILLANA - EDEN YUTURI	7.119.296,98	8.251.318,77	10.869.923,69
FCO. DE ORELLANA - OSO	12.252.356,78	11.975.494,72	12.601.318,11
OSO - YURALPA	9.445.978,53	10.064.778,57	11.998.800,69
YURALPA - REPSOL	18.883.615,11	21.099.225,52	26.672.285,83

Tabla 15: Análisis del conductor económico a 138 [KV]

2.1.5 Cálculo mecánico de las torres

Para determinar la dimensión de las torres debemos tomar en cuenta los parámetros mecánicos del conductor seleccionado para 230 [KV] y 138 [KV] (Tabla 16).

TIPO	CALIBRE	CODIGO	PESO [Kg/Km]	CARGA A LA ROTURA [Kg]	NIVEL DE VOLTAJE [KV]
ACAR	750		1.046,	8.631,	230
ACSR	397,5	Brant	762,6	6.643,	138

Tabla 16: Parámetros mecánicos de los conductores a 230 [KV] y 138 [KV]

La Figura 2.18 muestra la disposición de los herrajes necesarios para la configuración escogida: horquilla bola (hb), rotula corta (rc) y grapa de suspensión (gs).

Debido a la compleja accesibilidad del terreno resulta importante que los equipos y materiales a utilizar sean eficaces frente a posibles afectaciones por causas eléctricas o ambientales, por lo tanto, hemos considerado el uso de aisladores de suspensión de vidrio templado (U70BL, Figura 2.19). Estos proporcionan una ventaja de identificación de daño físico por perforaciones o estrellamiento por una onda de sobrevoltaje; además de un menor estrés por calentamiento y menor coeficiente de expansión térmica.

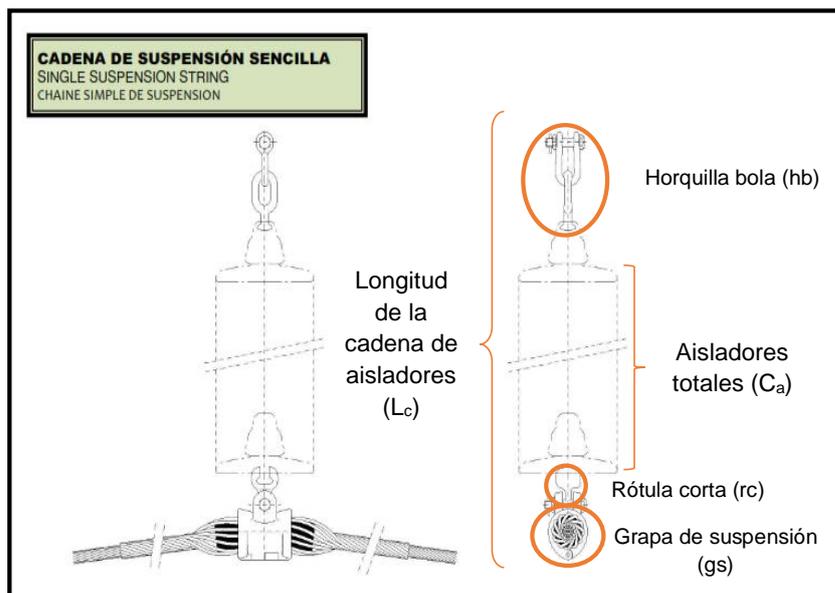


Figura 2.18: Cadena de suspensión sencilla para estructura de aislamiento

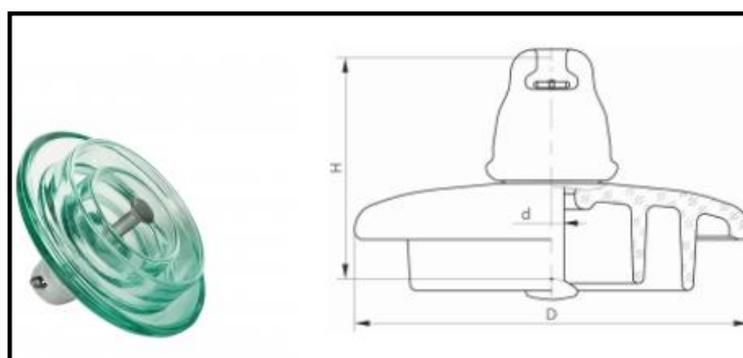


Figura 2.19: Aislador de vidrio templado U70BL para alta tensión

El detalle de los herrajes utilizados se encuentra en el Anexo D, donde se pueden observar las distancias tomadas en cuenta para cada uno de ellos.

Entonces la longitud total de la cadena de aisladores (L_c) incluye tanto la longitud total de los aisladores (C_a) como la longitud total de los herrajes (H_e). Donde el número de aisladores (N_a) a utilizar está determinado por el tipo de aislador a utilizar (en especial su propiedad de distancia mínima de fuga, d_f [mm], en la Tabla 17) y las características ambientales de la zona (distancia de fuga del aislador por tipo ambiente, D_f [cm/KV], en la Tabla 18).

AISLADOR DE VIDRIO TEMPLADO - U70BL		
Minimum mechanical failing load	KN	70
Minimum mechanical residual strength	KN	56
Diameter of the insulating part, D	mm	255
Spacing, H	mm	146
Nominal creepage distance (d _F)	mm	407
Ball and socket coupling, , d (IEC 60120)	mm	16
Puncture voltage in insulating medium	KV	130
50 Hz withstand voltage (dry)	KV	72
50 Hz withstand voltage (wet)	KV	42
Dry lightning impulse withstand voltage 1,2/50 +/-	KV	110/110
Impulse puncture test in air	KV	265-290
	dB	60
Radio interference voltage at 0,5 MHz	KV	20
	dB	86
	KV	25
Weight	Kg	4,3

Tabla 17: Parámetros del aislador U70BL

DISTANCIA DE FUGA POR TIPO DE AMBIENTE	
D _F [cm/KV]	
light	2,77
medium	3,46
heavy	4,33
very heavy	5,37

Tabla 18: Distancia de fuga del aislador por tipo ambiente

De esta manera:

$$N_a = \frac{V_{LL} [KV] \cdot D_F \left[\frac{cm}{KV} \right]}{\sqrt{3} \cdot d_F [mm] \cdot \frac{1 [cm]}{10 [mm]}} \quad (2.42)$$

$$C_a [mm] = N_a \cdot L_a [mm] \quad (2.43)$$

$$H_e [mm] = g_s [mm] + h_b [mm] + r_c [mm] \quad (2.44)$$

Luego:

$$L_c [m] = \frac{C_a [mm] + H_e [mm]}{1000 [mm]} \cdot 1 [m] \quad (2.45)$$

Para calcular las distancias entre conductores, tanto vertical (D_v) como horizontal (D_h), resulta necesario encontrar la flecha máxima (f_{max}). Para esto, usamos las características mecánicas de los conductores, peso (W

en [Kg/Km]) y tensión de ruptura (T_r en [Kg]); además asumimos un vano regulador (a) de 300 [m] y 250 [m] para 230 [KV] y 138 [KV] respectivamente.

Entonces:

$$f_{max} [m] = \frac{w \left[\frac{Kg}{Km} \right] \cdot \frac{1 [Km]}{1000 [m]} \cdot (a [m])^2}{8 \cdot (0,2 \cdot T_r [Kg])} \quad (2.46)$$

$$D_v [m] = K \cdot \sqrt{f_{max} [m] + L_c [m]} + D_s [m] \quad (2.47)$$

$$D_h [m] = 2 \cdot G [m] + S [m] \quad (2.48)$$

Donde G es la longitud de la cruceta, saliente desde la estructura central de soporte, y está dada por:

$$G [m] = L_c [m] \cdot \sin \alpha_m + D_s [m] \quad (2.49)$$

Y consideramos un ángulo máximo de oscilación (α_m) considerado de 60° .

Además, D_s es el radio de separación de protección entre la torre, el conductor y la cadena de aisladores, definido por:

$$D_s [m] = \frac{V_{LL} [KV]}{150 \cdot \delta_r} \quad (2.50)$$

Mientras la constante $K = 0,85$; la densidad relativa del aire (δ_r), en función de la altitud (Y en [m.s.n.m.]) y la temperatura (θ en grados Celsius), se obtiene de:

$$h [cm Hg] = 76 \cdot 10^{-\frac{Y [m.s.n.m.]}{18336}} \quad (2.51)$$

$$\delta_r \left[\frac{Kg}{m^3} \right] = 3,921 \cdot \frac{h [cm Hg]}{273 + \theta [^\circ C]} \quad (2.52)$$

El ancho de la estructura (S) precisado para 230 [KV] y 138 [KV], es de 4 [m] y 3 [m], respectivamente.

Y la separación entre crucetas (A) es:

$$A [m] = L_c [m] + D_s [m] + 0,5 \quad (2.53)$$

Dos distancias más son necesarias para el cálculo total de la altura de la torre, la separación mínima del hilo de guarda al conductor

inmediatamente inferior (D_{tc}) y la distancia mínima de separación del último conductor al suelo (D_{mcs}).

$$D_{tc} [m] = \frac{G [m]+1}{\tan 30^\circ} \quad (2.54)$$

$$D_{mcs} [m] = 6 + 0,006 \cdot V_{LL} [KV] \quad (2.55)$$

Y la distancia mínima del hilo de guarda a la cruceta inmediata inferior:

$$D [m] = D_{tc} [m] - L_c [m] \quad (2.56)$$

Entonces la altura total de la torre H y la zona de seguridad del camino de la línea X, son:

$$H [m] = D [m] + 2 \cdot A [m] + L_c [m] + f_{max} [m] + D_{mcs} [m] \quad (2.57)$$

$$X [m] = E_h [m] + 2 \cdot (L_c [m] + f_{max} [m]) \cdot \sin \alpha_m + 2 \cdot e [m] = (D_h [m] + 2) + 2 \cdot (L_c [m] + f_{max} [m]) \cdot \sin \alpha_m + 2 \cdot e [m] \quad (2.58)$$

Donde, E_h es la distancia horizontal máxima entre conductores y $e = 4,60$ [m] es una constante de protección para la franja de seguridad.

La Tabla 19 nos muestra el resultado de los cálculos para las líneas de 230 [KV].

CARACTERISTICA	DISTANCIA [m]		
	SHUSHUFINDI - TPP	TPP - INDILLANA	INDILLANA - FCO. ORELLANA
Separación vertical entre fases (Dv)	4,08	4,08	4,08
Separación horizontal entre fases (Dh)	10,29	10,28	10,28
Flecha máxima (Fmax)	6,82	6,82	6,82
Separación mínima del hilo de guarda a cruceta inferior (D)	5,37	5,37	5,37
Distancia mínima del conductor al suelo (Dmcs)	7,38	7,38	7,38
Longitud de cruceta (G)	3,14	3,14	3,14
Ancho de estructura (S)	4,	4,	4,
Separación entre crucetas (A)	3,88	3,88	3,88
Altura de la torre (H)	29,14	29,14	29,14
Franja de seguridad (X)	36,41	36,41	36,41

Tabla 19: Distancias de diseño de las líneas de 230 [KV]

La Tabla 20 nos muestra el resultado de los cálculos para las líneas de 138 [KV].

CARACTERISTICA	DISTANCIA [m]				
	TPP - CUYABENO	INDILLANA - EDEN YUTURI	FRANCISCO DE ORELLANA - OSO	OSO - YURALPA	YURALPA - REPSOL
Separación vertical entre fases (Dv)	2,98	2,98	2,98	2,99	2,98
Separación horizontal entre fases (Dh)	7,01	7,	7,01	7,02	7,02
Flecha máxima (Fmax)	4,48	4,48	4,48	4,48	4,48
Separación mínima del hilo de guarda a cruceta inferior (D)	3,98	3,98	3,99	4,	4,
Distancia mínima del conductor al suelo (Dmcs)	6,83	6,83	6,83	6,83	6,83
Longitud de cruceta (G)	2,	2,	2,01	2,01	2,01
Ancho de estructura (S)	3,	3,	3,	3,	3,
Separación entre crucetas (A)	2,67	2,66	2,67	2,67	2,67
Altura de la torre (H)	21,84	21,84	21,85	21,88	21,87
Franja de seguridad (X)	28,08	28,08	28,09	28,1	28,09

Tabla 20: Distancias de diseño de las líneas de 138 [KV]

Se puede observar que, tanto para 230 [KV] y 138 [KV], los valores son uniformes para cada línea en cada nivel de voltaje y podemos estandarizar las torres bajo un mismo diseño.

De esta manera, procedemos a realizar la corrección del número de aisladores en base al cambio de la densidad relativa del aire debido a la altitud y la temperatura, para de esta manera, hallar el voltaje crítico de falla (VCF) en cada caso mediante el siguiente calculo:

$$VCF [KV] = \frac{BIL [KV]}{0,961 \cdot \delta_r} \quad (2.59)$$

Por norma, tomamos un BIL de 900 [KV] y 650 [KV] para 230 [KV] y 138 [KV] respectivamente; y entonces obtenemos la Tabla 21.

Partiendo de estos resultados, utilizamos los valores de corrección de aisladores por BIL y altitud de la Tabla 22, y seleccionamos los valores para el peor de los escenarios.

Un VCF de 967 [KV] registra un BIL de 929 [KV], y este a su vez 11,19 aisladores, con lo cual escogemos el numero de 12 aisladores para todas las líneas de 230 [KV]. Mientras que para un VCF de 697 [KV] y 704 [KV] se anota un BIL de 669 [KV] y 676 [KV] respectivamente, mismo que dan como resultado 7,82 y 7,90 aisladores, es decir una cantidad de 8 para todos los tramos de 138 [KV].

NIVEL DE VOLTAJE [KV]	BIL [KV]	DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE	VOLTAJE CRITICO DE FALLA [KV]	LINEAS
230	900,	0,97	967,	SHUSHUFINDI - TPP, TPP - INDILLANA, INDILLANA - FRANCISCO DE ORELLANA
138	650,	0,97	697,	TPP - CUYABENO, INDILLANA - EDEN YUTURI, FRANCISCO DE ORELLANA - OSO
		0,96	704,	OSO - YURALPA, YURALPA - REPSOL

Tabla 21: Voltaje crítico de falla de las líneas de 230 [KV] y 138 [KV]

NUMERO DE AISLADORES	VCF [KV]	BIL [KV]	BIL [KV] CORREGIDO POR ALTITUD [m.s.n.m.] 0 - 500
1	125,	120,	112,
2	255,	245,	229,
3	345,	331,	310,
4	415,	398,	372,
5	495,	475,	445,
6	585,	562,	526,
7	670,	643,	602,
8	760,	730,	684,
9	845,	812,	760,
10	930,	893,	836,
11	1.015,	975,	913,
12	1.105,	1.061,	994,
13	1.185,	1.138,	1.066,
14	1.265,	1.215,	1.138,
15	1.345,	1.292,	1.210,

Tabla 22: Valores de corrección de aisladores por BIL y altitud

Para el nivel de voltaje de 69 [KV] se ha colocado un estándar de cantidad de aisladores, 6 unidades, recordando que se debe de tomar en cuenta el nivel de contaminación de la zona y los metros sobre el nivel del mar. La CNEL EP-UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAQUIL utiliza aisladores de

polímeros (goma de silicón) tanto para la cadena de suspensión y retención, como para los aisladores tipo poste. También establece un vano promedio que está entre los 80 [m] y 100 [m]. Además, por medio de la regulación CONELEC-002/10, la distancia mínima del ultimo conductor al suelo debe ser mayor o igual a 6,07 [m]. Los postes a utilizar deben ser de hormigón, la altura establecida es de 21 [m] aproximadamente.

2.1.6 Diseño definitivo de las líneas de transmisión

Para un nivel de voltaje de 230 [KV] las líneas de transmisión tienen el aspecto como lo detalla la Figura 2.20.

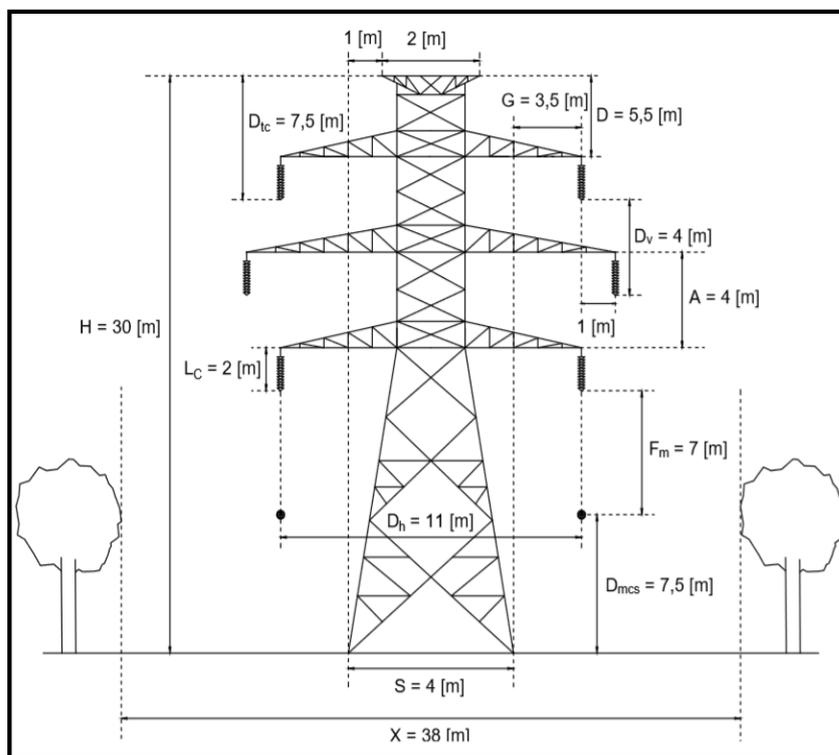


Figura 2.20: Diseño de las líneas de 230 [KV]

Mientras las características de sus tramos se detallan en la Tabla 23.

Para un nivel de voltaje de 138 [KV] las líneas de transmisión tienen el aspecto como lo detalla la Figura 2.21.

Mientras las características de sus tramos se detallan en la Tabla 24.

DE	A	KV NOMINAL	DISTANCIA [Km]	R [Ω]	X [Ω]	Xc [Ω]	Bc [$1/\Omega$]
SHUSHUFINDI	TPP	230	46,7	1,91	10,88	3.020,14	0,000331
TPP	INDILLANA		42,6	1,74	9,92	3.310,81	0,000302
INDILLANA	FRANCISCO DE ORELLANA		69,3	2,83	16,14	2.035,22	0,000491

Tabla 23: Características eléctricas de las líneas de 230 [KV]

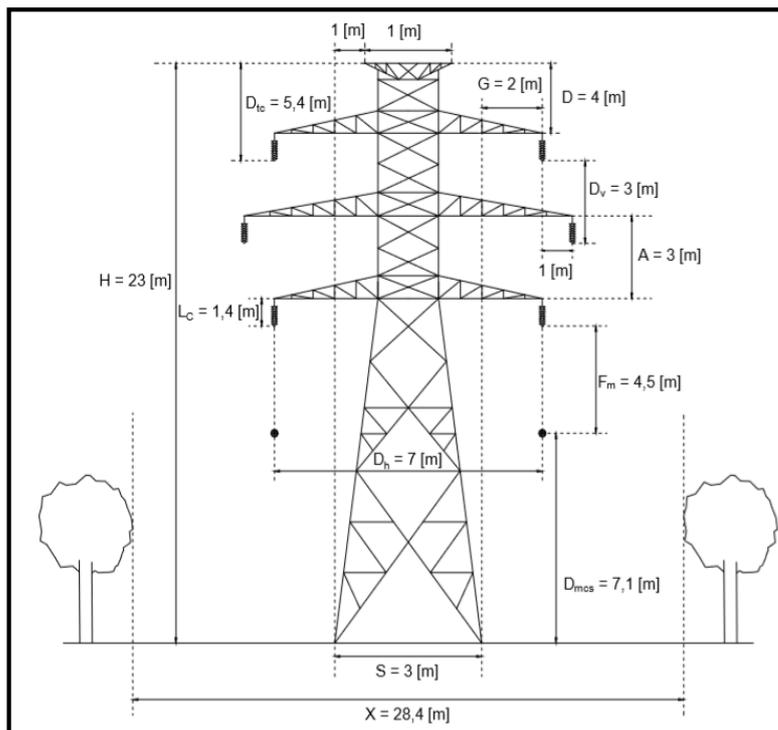


Figura 2.21: Diseño de las líneas de 138 [KV]

DE	A	KV NOMINAL	DISTANCIA [Km]	R [Ω]	X [Ω]	Xc [Ω]	Bc [$1/\Omega$]
TPP	CUYABENO	138	36,7	2,59	8,43	3.816,37	0,000262
INDILLANA	EDEN YUTURI		60,	4,23	13,78	2.334,34	0,000428
FRANCISCO DE ORELLANA	OSO		46,3	3,26	10,63	3.025,07	0,000331
OSO	YURALPA		57,	4,02	13,09	2.457,2	0,000407
YURALPA	REPSOL		139,	9,8	31,92	1.007,63	0,000992

Tabla 24: Características eléctricas de las líneas de 138 [KV]

Los diseños presentados y los utilizados para los estudios de flujo de potencia, contingencia simple y estabilidad son los correspondientes a los cálculos de torres por corrección BIL.

La Tabla 25 muestra los parámetros detallados de las diferentes líneas de la red propuesta para los estudios definidos.

NIVEL DE VOLTAJE [KV]	TIPO DE CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE [KA]	R [Ω /Km]	X [Ω /Km]	RO [Ω /Km]	XO [Ω /Km]	B [μ S/Km]	BO [μ S/Km]
69	ACAR 500	0,559	0,122	0,43429	0,26434	1,48219	0,01011	0,00404
	ACAR 550	0,593	0,111	0,43077	0,2616	1,48219	0,0102	0,00408
	ACSR FLICKER	0,573	0,117	0,42801	0,26216	1,48219	0,01018	0,00407
	ACSR PARTRIDGE	0,401	0,208	0,448	0,35582	1,49282	0,00969	0,00404
138	ACSR BRANT	0,512	0,0705	0,22963	0,21193	1,22967	0,01893	0,00526
230	ACAR 750	0,718	0,0408	0,23287	0,18072	1,17686	0,0188	0,00537

Tabla 25: Parámetros de las líneas utilizadas en el sistema

2.2 Esquema de los transformadores

Los transformadores de potencia son indispensables en el acoplamiento de un nivel de voltaje a otro, sea de generación a transmisión o de transmisión a distribución.

Además, pueden ser empleados en el control del voltaje y/o flujo de potencia bajo diferentes condiciones de operación. Por lo que, Grainger [18] menciona que hay transformadores con derivaciones en los devanados que ajustan su relación de transformación, sean desenergizados o energizados. Se tienen los llamados transformadores de cambio de derivación con carga (TCC) o transformadores cambiadores de derivación bajo carga (TCBC), a segundo a diferencia del primero, cuyo cambio es automático y sus circuitos permiten cambia el TAP sin trincar la corriente. Para estas funciones estos transformadores tienen una razón de voltaje que puede ser cambiada en pequeños aumentos. En nuestro medio los conocemos como OLTC (On-Load Tap Changer).

Los transformadores reguladores pueden ser de: Control de la magnitud de voltaje y Control del Angulo de fase del voltaje. La magnitud de voltaje puede ser controlada usando los taps y se pueden obtener algunos pasos de voltaje secundario en el rango de $\pm 10\%$ del voltaje nominal secundario.

Se han utilizado los parámetros del circuito π equivalente, que expresados en términos de la relación de transformación (a) y la admitancia del transformador,

están resumidos en la Figura 2.22, donde a es una variable en un rango para mantener voltaje entre 1,05 y 0,95 [pu].

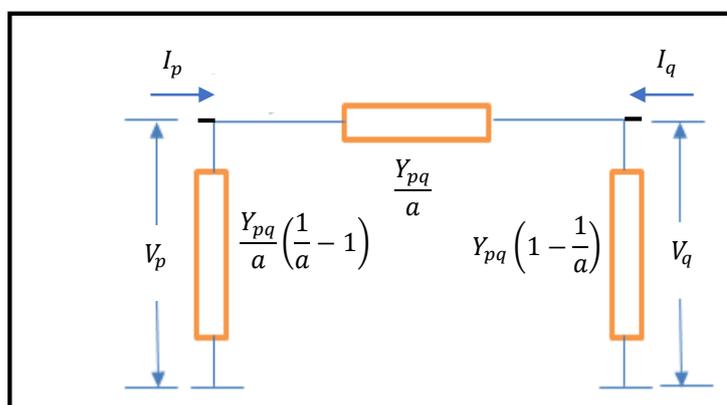


Figura 2.22: Esquema básico del transformador

Se han definido las capacidades en [MVA] de los transformadores al prever su cargabilidad en alrededor del 40% para el décimo año al considerar que la demanda es lineal en el tiempo, puesto que tomamos en cuenta un tiempo de vida útil de 25 años de los mismos. Es decir, que para su último año de funcionamiento aspiramos a que trabajen al 100%.

La Tabla 26 nos muestra los parámetros seleccionados para los diferentes transformadores en los estudios realizados, donde los taps fueron establecidos en el lado de bajo voltaje con un adicional por tap de 5% y posiciones de ± 5 .

VOLTAJE PRIMARIO [KV]	VOLTAJE SECUNDARIO [KV]	CAPACIDAD [MVA]	IMPEDANCIA DE MAGNETIZACIÓN		IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO [%]	IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO [%]	CONFIGURACIÓN
			CORRIENTE EN VACÍO [%]	PÉRDIDAS EN VACÍO [KW]			
69	13,8	25,	0,5	31,25	10,	10,	Dyn0
		15,		18,75			
138	69	100,	0,5	125,	12,5	12,5	Dd0
		66,		82,5			
230	138	33,	0,5	41,25	12,5	12,5	Dd0
		150,		187,5			
		100,		125,			

Tabla 26: Parámetros de los transformadores utilizados en el sistema

Es de mencionar que las capacidades y voltajes de transformación están acorde a lo que se puede encontrar dentro del SNI.

2.3 Esquema de la generación

El modelo de los generadores se define en la Figura 2.23, con un circuito transformado en dos ejes, el directo en fase con el devanado de campo del rotor y el de cuadratura a 90° en adelante.

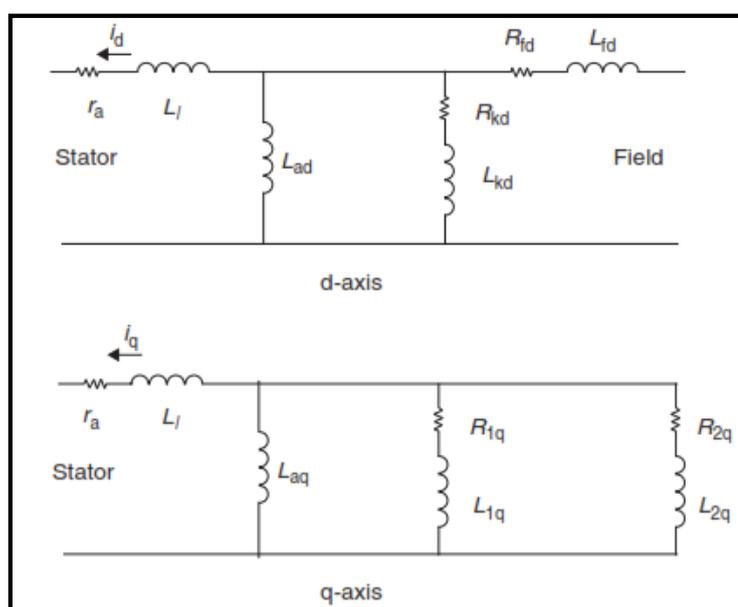


Figura 2.23: Modelo simplificado del generador [19]

Los valores de los parámetros equivalentes de los generadores considerados fueron tomados a partir de una experiencia similar hallados en [20], respetando los valores sugeridos y las siguientes relaciones establecidas en [21]:

$$X_d \geq X_q > X'_q \geq X'_d > X''_q \geq X''_d \quad (2.60)$$

$$T'_{d0} > T'_d > T''_{d0} > T''_d > T_{kd} \quad (2.61)$$

$$T'_{q0} > T'_q > T''_{q0} > T''_q \quad (2.62)$$

Además, en términos reales es necesario establecer límites de operación, razón por la cual, para los operadores de los sistemas de potencia resulta importante

utilizar los llamados diagramas de capacidad de carga, puesto que muestran las condiciones de operación normal de estos.

Una carta de cargabilidad típica se muestra en la Figura 2.24:

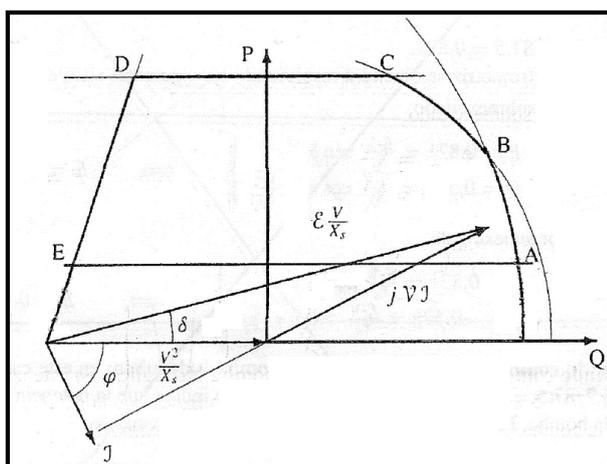


Figura 2.24: Modelo simplificado del generador

Donde los puntos se definen por:

- A, la excitación máxima y la potencia mínima;
- B, la intensidad máxima y la excitación máxima;
- C, la potencia máxima y la intensidad máxima;
- D, la potencia máxima y el límite de estabilidad angular; y,
- E, la potencia mínima y el límite de estabilidad angular.

Hemos asumido que, como sistemas aislados, la demanda de cada pozo es suplida justamente por su propia generación. Lo que significa que la generación tiene dos parámetros que lo definen: potencia activa máxima igual a la carga y factor de potencia alrededor de 0,87. La Tabla 27 muestra los parámetros equivalentes y la capacidad de los generadores que se han utilizado en el estudio.

Para los generadores ubicados en la zona norte hemos reducido su aplicación a las barras principales del sistema en anillo. En la zona sur han sido ubicados en su posición real.

Cabe indicar que para los valores de secuencia negativa y cero de todos los elementos se han utilizado los calculados o sugeridos como típicos por el programa ETAP, como una ayuda para poder realizar el análisis de cortocircuito requerido en cada falla definida dentro del estudio.

VOLTAJE [KV]		13,8		
FACTOR DE POTENCIA		0,87		
CONEXIÓN		Yn		
CAPACIDAD [MVA]		4,875	10,94	23,065
REACTANCIAS SINCRONICAS	Xd [pu]	1,721	1,517	1,434
	Xq [pu]	0,924	0,768	0,787
REACTANCIAS TRANSIENTES	X'd [pu]	0,309	0,257	0,298
	X'q [pu]	0,91	0,75	0,77
CONSTANTES DE TIEMPO TRANSIENTE	T'd [pu]	3,	3,	3,
	T'q [pu]	0,5	0,5	0,5
REACTANCIAS SUBTRANSIENTES	X''d [pu]	0,187	0,146	0,162
	X''q [pu]	0,206	0,165	0,184
CONSTANTES DE TIEMPO SUBTRANSIENTE	T''d [pu]	0,02	0,02	0,02
	T''q [pu]	0,02	0,02	0,02
REACTANCIAS DE SECUENCIA	X0 [pu]	0,097	0,083	0,1
	X2 [pu]	0,197	0,156	0,173
IMPEDANCIAS DEL ESTATOR	rstr [pu]	0,0015	0,0015	0,0015
	Xl [pu]	0,1	0,1	0,1
CONSTANTE DE INERCIA	H [s]	0,944	1,4724	1,4949
LÍMITES OPERACIONALES				
POTENCIA ACTIVA MÁXIMA [MW]		4,2413	9,5178	20,0666
POTENCIA REACTIVA MÁXIMA [MVAR]		2,4	5,39	11,37
POTENCIA REACTIVA MÍNIMA [MVAR]		-2,4	-5,39	-11,37

Tabla 27: Características de los generadores utilizados

2.4 Esquema de la demanda

Se han considerado dos tipos de demandas 100% dinámicas no lineales: la simplificada de 69 [KV] para el sector norte que no es analizado con detalle en este tratado, y la simplificada de 13,8 [KV] que si lo es y corresponde al sector sur; ambas se encuentran en el rango sugerido para cargas industriales definidas en [21] y cuyos parámetros son mostrados en la Tabla 28.

Para la configuración de la topología del sistema de demandas se ha tomado en cuenta la experiencia obtenida por la empresa distribuidora CNEL-Guayaquil, y se han agrupado las diferentes cargas en base a la Tabla 29, donde se especifica

la capacidad de las subestaciones y alimentadores normalizados en nuestro sistema eléctrico ecuatoriano.

NIVEL DE VOLTAJE [KV]	69	13,8
TECNOLOGÍA	3PH PH-E	
CONSTANTE DE TIEMPO DE CARGA DINÁMICA	0,1	0,1
DEPENDENCIA DE LA FRECUENCIA		
kpf	2,5	2,6
kqf	1,65	1,6
DEPENDENCIA DEL VOLTAJE DE POTENCIA ACTIVA		
Exponente cP	0,17	0,18
DEPENDENCIA DEL VOLTAJE DE POTENCIA REACTIVA		
Exponente cQ	6,5	6,
LÍMITES DE VOLTAJE		
LÍMITE SUPERIOR	1,2	1,2
LÍMITE INFERIOR	0,8	0,8

Tabla 28: Características de los generadores utilizados

NIVEL DE VOLTAJE [KV]	CAPACIDAD [MVA]	MÁXIMA DISTANCIA ALIMENTADOR [Km]
13,8	4	14,
69	100 (40 - 50)	70,
138	400 (200)	150,
230	1000 (600)	250,

Tabla 29: Capacidad característica de subestaciones y alimentadores del sistema ecuatoriano

El detalle de las cargas por alimentadoras de subestaciones se determina en el Anexo F.

CAPITULO 3

3 ANALISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Un análisis más detallado sobre la viabilidad técnica de un proyecto eléctrico incluye los estudios de flujo de potencia, contingencia simple y estabilidad respectivos. Mismos que se convierten en índices claves de la robustez de la propuesta, por lo que resulta indispensable establecer una hoja de ruta en la consecución de resultados y establecer las conclusiones y recomendaciones debidas.

3.1 Definiciones preliminares

Se ha definido el camino por el cual se alimentará el circuito para la obtención del equivalente Thevenin del SNI, que en aras de la simplificación de los cálculos pertinentes y gracias a la propiedad de superposición de los sistemas lineales, es posible su sustitución para delimitar el anillo planteado (Figura 3.1).

Se ha determinado, mediante el cálculo de cortocircuito para una falla trifásica en la barra de San Rafael a 500 [KV], la capacidad máxima y mínima de transferencia de potencia (S_k) del SNI que recorre el camino anteriormente señalado hacia el anillo, como se observa en la Tabla 30.

CORTOCIRCUITO DE FALLA TRIFASICA EN BARRA SAN RAFAEL 500 [KV]							
NIVEL	S_k'' [MVA]	I_k'' [KA]	i_p [KA]	I_b [KA]	S_b [MVA]	I_k [KA]	I_{th} [KA]
MÁXIMO	10.584,57	12,22	32,33	11,45	9.918,94	12,22	12,66
MÍNIMO	9.003,21	10,4	27,3	9,95	8.619,52	10,4	10,73

Tabla 30: Características de cortocircuito de la barra San Rafael 500 [KV]

Cabe recalcar que la capacidad determinada anteriormente ha estimado las cargas existentes en las barras de Jivino y Francisco de Orellana. Además, para el análisis a carga futura (10 años) se ha considerado fija en el tiempo la demanda del SNI, mientras que la del SENIP y SEIP han sido proyectadas como lo establecido en el capítulo 1.

Resultó conveniente la división de la red en tres zonas, definidas por las subestaciones a 230 [KV] a construir y su carga correspondiente, mostradas en la Figura 3.2.

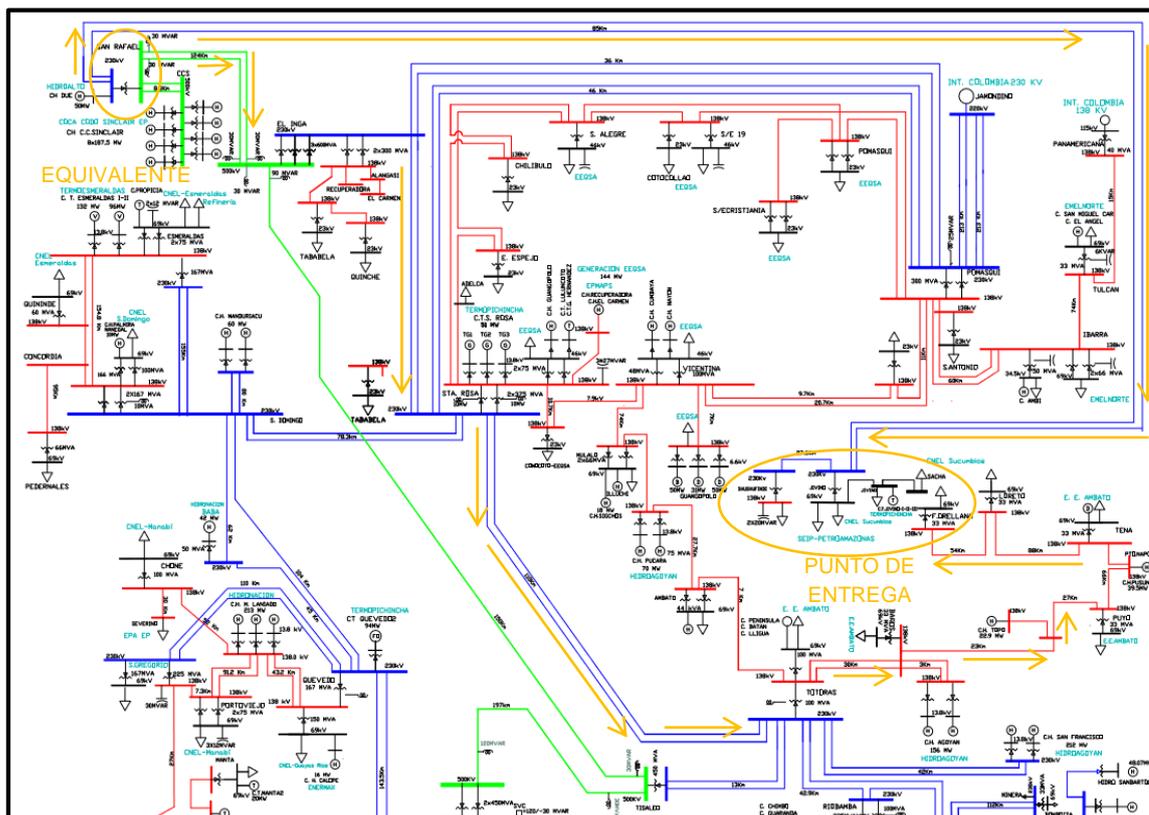


Figura 3.1: Ruta del equivalente Thevenin seleccionada

De esta forma se ha evaluado el flujo de potencia para determinar las necesidades de potencia activa y reactiva, el estado de operación, hallar los puntos críticos, elaborar criterios de confiabilidad básica, estimar la compensación reactiva necesaria y la coacción de generación distribuida para el estado estable.

En lo concerniente al análisis de contingencia simple, se tuvo como finalidad determinar la sensibilidad del sistema frente a la posible falla de un elemento de la red, siempre que se violen los parámetros de voltaje y frecuencia permitidos para su normal operación o los límites restrictivos naturales de los diferentes componentes. Esto determinó los cambios necesarios en el sistema para que

brinde mayor confiabilidad, mientras se revisaron alrededor de 30 casos y se elaboró planes de aseguramiento de continuidad del sistema. La mayoría de estos incluyó el reforzamiento del diseño del sistema, la operación de islas mediante el apoyo de generación auxiliar, o por última opción el rechazo de carga enfocado hacia la autogeneración individual.

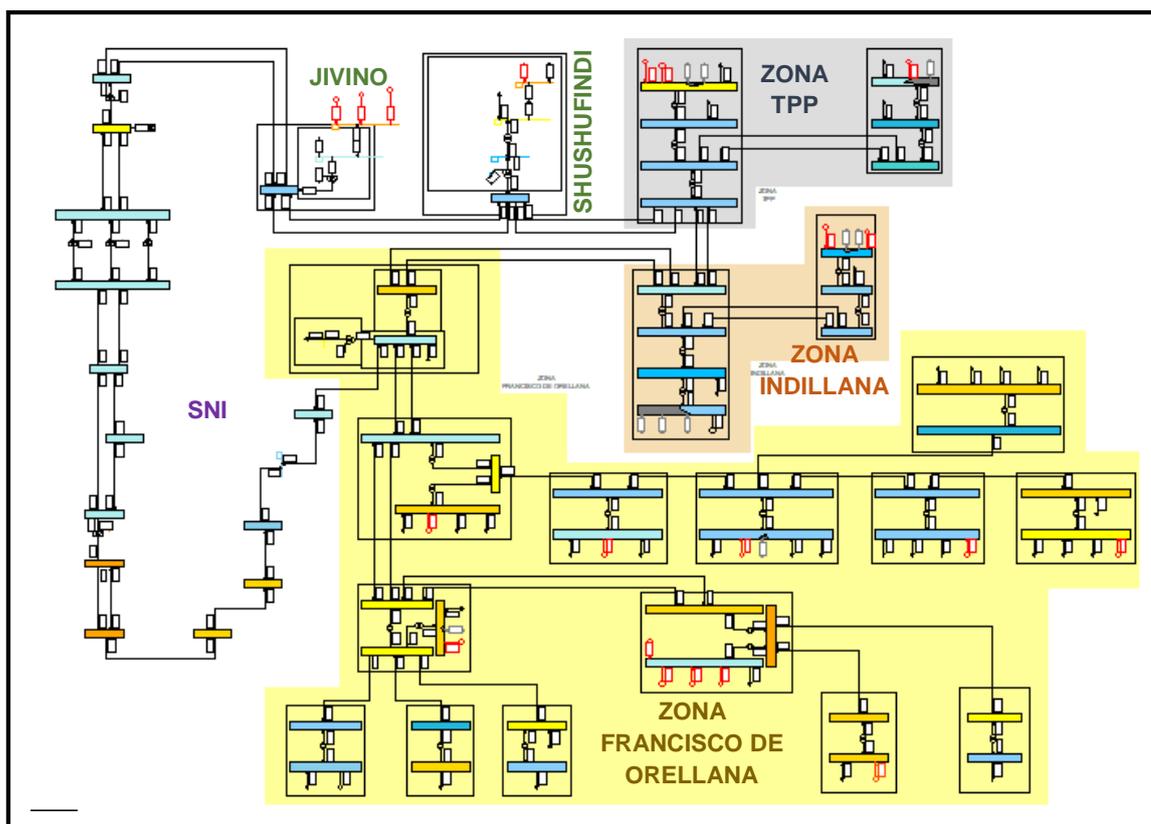


Figura 3.2: División del sistema propuesto en zonas

Por último, se realizó la valoración de la propuesta frente a tres diferentes disturbios, para lo cual se ha considerado la categorización de la estabilidad en tres grupos:

- Estabilidad de ángulo de rotor
- Estabilidad de frecuencia
- Estabilidad de voltaje

Estabilidad de ángulo de rotor

Cuando ocurre una perturbación, las máquinas sincrónicas buscan mantener el equilibrio entre el torque electromecánico y el torque mecánico. Entonces, los rotores de los generadores se aceleran o desaceleran, mientras que la diferencia angular entre el generador más lento con el más rápido se vuelve mayor, y esta diferencia angular hace que la carga del generador más lento sea transferida al más rápido, para así reducir la velocidad y por ende la diferencia angular.

Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia consiste en establecer el balance entre la carga y la generación, generalmente cuando existen problemas se debe a la mala coordinación de las protecciones o la falta de reserva de generación.

Estabilidad de voltaje

Radica en la capacidad de mantener los voltajes de estado estable en todas las barras de un diseño de potencia acorde a los intervalos establecidos después de presentarse una perturbación.

La inestabilidad de voltaje puede provocar una disminución considerada en cada una de las barras provocando un colapso en el sistema, sino se actúa con rapidez puede demorar en recuperarse y se puede generar un apagón total.

Los factores que causan la inestabilidad de voltaje son

- Un aumento de la carga en el sistema eléctrico
- Las grandes distancias entre la generación y la carga
- El balance de potencia reactiva, puede ser el exceso de demanda
- Equipos de compensación de reactivos en este caso, uso de condensadores.

3.2 Análisis de flujo de potencia

Se han elaborado dos esquemas de interconexión: el preliminar, basado en la relación existente entre la producción y la demanda; y el final, redefinido por el análisis de contingencia simple. A continuación, se presentarán los resultados concernientes al esquema definitivo, para todos los casos de estudio.

Zona TPP

La Figura 3.3 nos muestra la dirección del flujo de potencia en la zona TPP, tanto activa como reactiva, donde se puede observar que si bien la demanda de 13,8 [KV] en Cuyabeno es bien suplida por su generación comparada con la de TPP, la demanda de 69 [KV] tiene un peso tal en ese ramal, que necesita tomar mayor potencia a través de la línea de 138 [KV]; con un total de 43,8 [MW] y 15,1 [MVAR] que solicita esta área de parte del sistema en anillo. La demanda mencionada de 69 [KV] corresponde básicamente a los pozos de VHR (Petroamazonas) y el conjunto de la empresa Orión.

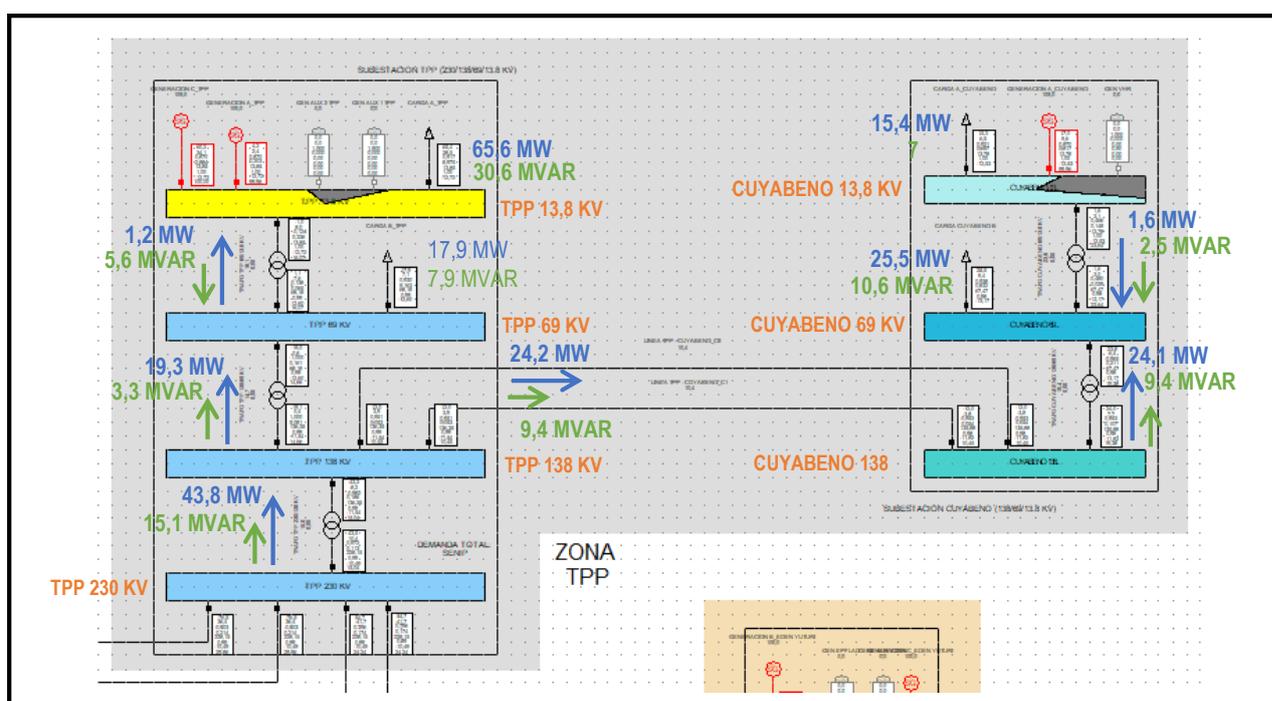


Figura 3.3: Flujo de potencia de la zona TPP

Zona Indillana

La Figura 3.4 nos muestra la dirección del flujo de potencia en la zona Indillana, donde hay mayor demanda en el sector de Indillana que del de Eden Yuturi debido a la generación utilizada en cada sección; con un total de 40,5 [MW] y 15 [MVAR] que solicita esta área del sistema en anillo. La demanda mencionada

corresponde básicamente a los pozos Petroamazonas como por ejemplo CPF de 26,59 [MW].

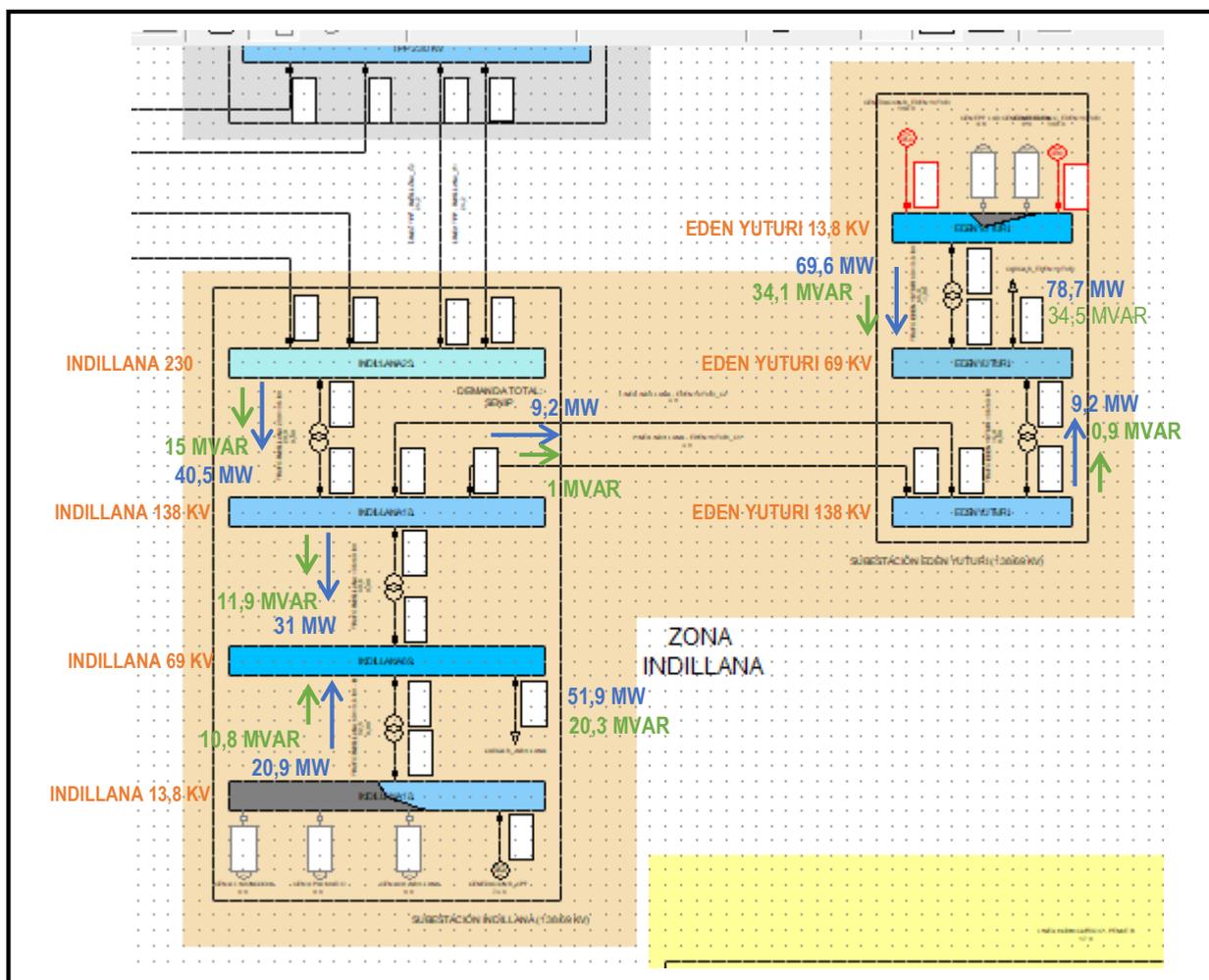


Figura 3.4: Flujo de potencia de la zona Indillana

Zona Francisco de Orellana

La Figura 3.5 nos muestra la dirección del flujo de potencia en la zona de Francisco de Orellana, donde la mayor demanda se halla en Repsol y Yuralpa comparada con la que parte desde Oso. Los pozos de Oso son mayoritariamente de Andes Petroleum, mientras los de Yuralpa y Repsol son de AGIP y Repsol en mayor cantidad. La presencia de un capacitor de 120 [MVAR] en la barra de Francisco de Orellana de 138 [KV] colabora en mantener los voltajes en los niveles permitidos.

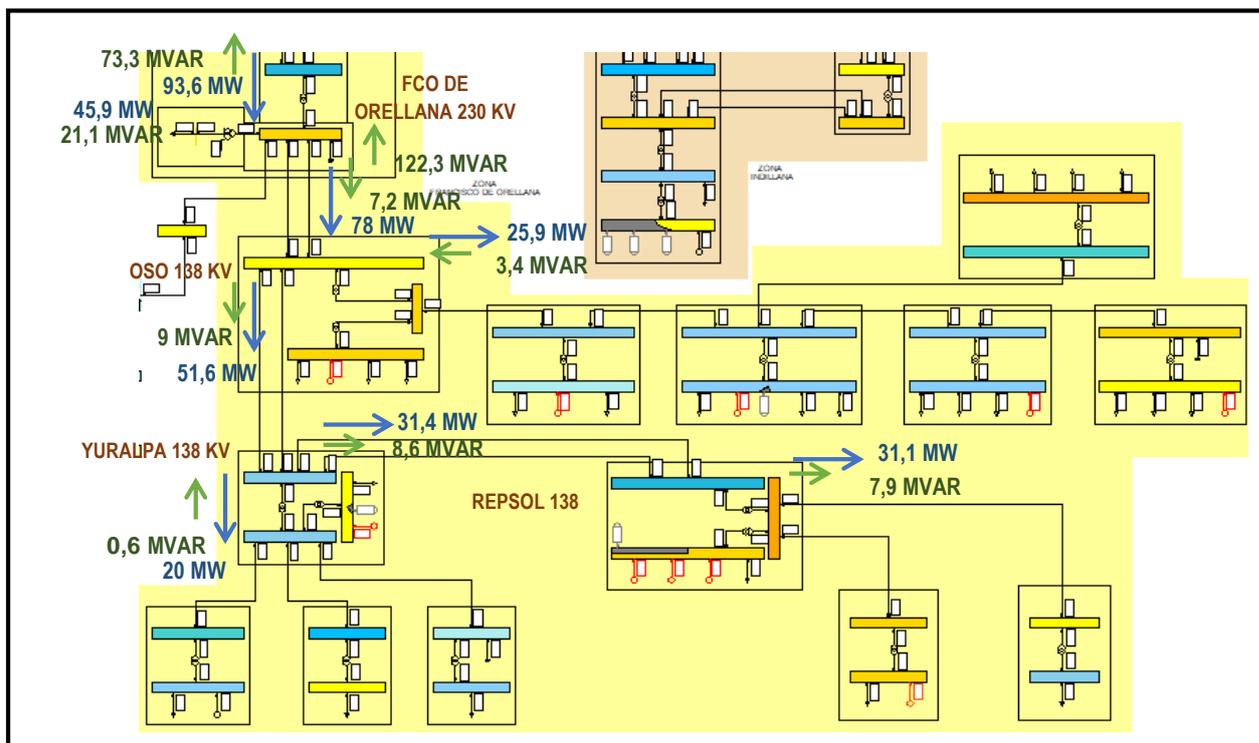


Figura 3.5: Flujo de potencia de la zona Francisco de Orellana

Anillo de 230 [KV]

La Figura 3.6 nos muestra la dirección del flujo de potencia a través del anillo de 230 [KV], que como se había supuesto al momento de hacer el análisis de regulación de voltaje, es de dirección Jivino – Shushufindi – TPP – Indillana – Francisco de Orellana. Tanto Indillana como TPP tienen un consumo parecido, más Francisco de Orellana tiene el mayor de entre los tres; pero es de notar que la demanda del SEIP reviste de una mejor atención por ser la más grande y la que, como se mencionó, tiene problema para su incorporación.

Los valores de voltajes y cargabilidad de transformadores y líneas se encuentran dentro de los límites operativos reglamentados, por lo que el sistema funciona correctamente, tanto en el año inicial como a futuro en 10 años, como se puede observar en el Anexo G.

Otro capítulo especial merece hacer un análisis de los valores del SNI frente a este modelo de interconexión, más para efecto de la simplificación propuesta se puede inferir que no existen problemas graves a resolver.

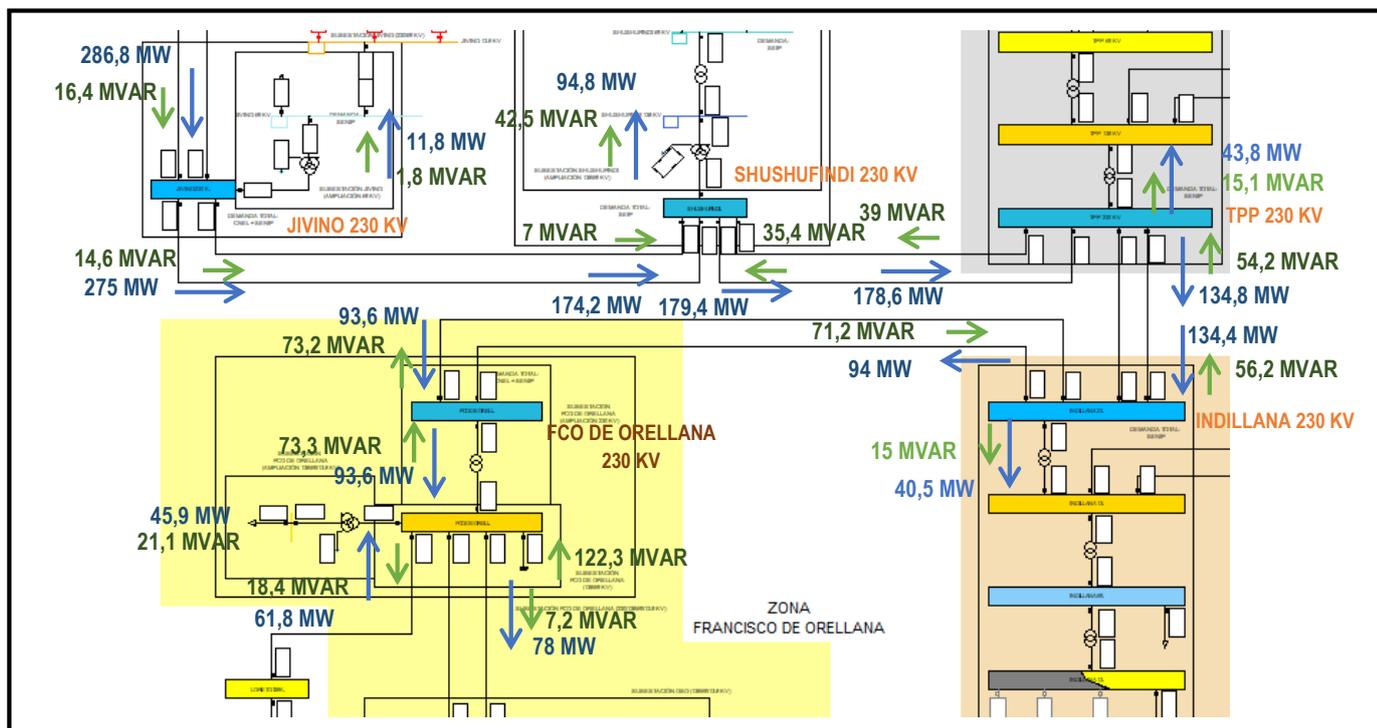


Figura 3.6: Flujo de potencia del anillo de 230 [KV]

3.3 Análisis de contingencia simple

Para este análisis solo se ha tomado en cuenta los casos en que fallen cualesquiera de los componentes del diseño propuesto (mas no los del equivalente SNI), para contingencias n-1. También aplica cuando se requiera su salida por mantenimiento, y se han propuesto dos tipos de soluciones, las ejecutadas al momento de la contingencia y las solventadas por diseño.

Los valores observados de los 30 casos examinados, sugieren el establecimiento de islas o el accionamiento de autogeneración de emergencia, según sea el caso, hasta la recuperación de la unidad desconectada. Por lo que garantizar la continuidad del servicio mediante un plan de acción es una tarea indispensable. Así un modelo simplificado del sistema propuesto se puede observar en la Figura 3.7.

A continuación, se muestran dos de las contingencias más importantes y que guardan relación con el análisis de estabilidad posterior: la desconexión de la línea Hormiguero C – Nantu D y la desconexión de un circuito de la línea Oso – Yuralpa; más las demás se hallan detalladas en el Anexo H.

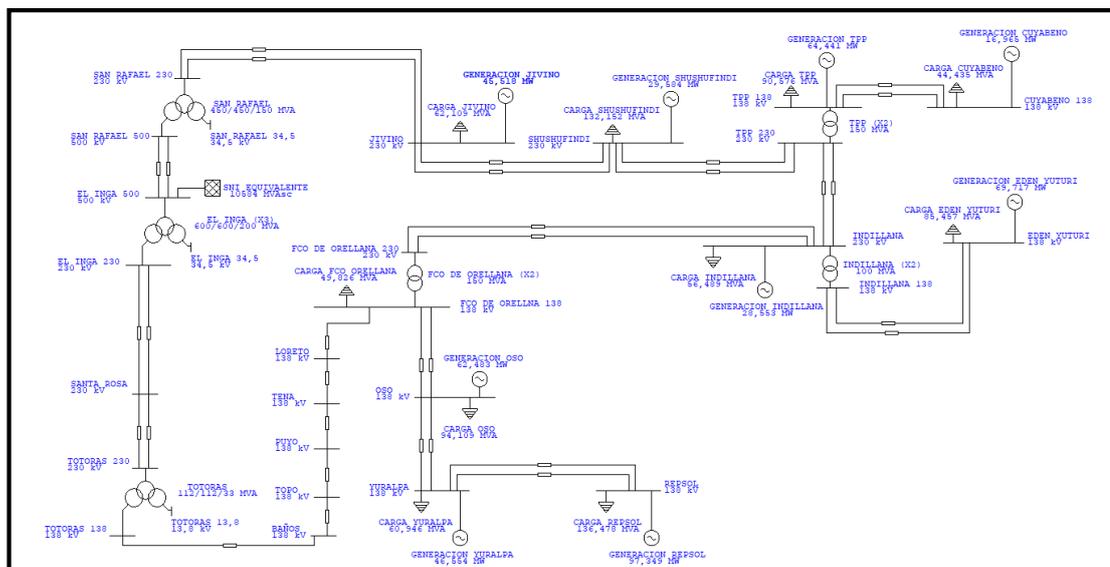


Figura 3.7: Modelo simplificado para análisis de flujo, contingencia y estabilidad

Desconexión de línea Hormiguero C – Nantu D (Tabla 31)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Barra Hormiguero C - 69 [KV]	Voltaje: 0,95 [pu]
Barra Nantu D - 69 [KV]	Voltaje: 0,85 [pu]
Barra Tapir A - 69 [KV]	Voltaje: 0,86 [pu]
Barra Penke B - 69 [KV]	Voltaje: 0,94 [pu]
Barra Shushufindi - 13,8 [KV]	Voltaje: 1,03 [pu]
Generación Nantu D - 13,8 [KV] (4,875 [MVA])	Cargabilidad: 310,19%

Tabla 31: Contingencia línea Hormiguero C – Nantu D

Gestión en contingencia: Se generaría una isla conformada por las barras Nantu D y Tapir A a 69 [KV], pero como no existe generación considerable en este sector y para no utilizar auxiliares, es recomendable acceder a la autoenergización individual post-falla de estas cargas, que en total suman 18,74 [MW].

Adicionalmente, se debe conectar generación auxiliar en Hormiguero C – 13,8 [KV] (3x10,940 [MVA]) a 52,53% de su capacidad. Además, de reducir la entrega de la generación en Shushufindi – 13,8 [KV] (10,940 [MVA]) a 73,55% de su capacidad, para bajar el voltaje de esta barra, de 1,03 a 1,02 [pu], hasta la

restitución de la línea y se mantienen los límites requeridos en el circuito que queda conectado al SNI.

Desconexión de línea Oso – Yuralpa (un circuito, Tabla 32)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Barra Repsol NPF - 69 [KV]	Voltaje: 1,04 [pu]
Barra Shushufindi - 13,8 [KV]	Voltaje: 1,03 [pu]

Tabla 32: Contingencia línea Oso – Yuralpa (un circuito)

Gestión en contingencia: Incrementar generación en AGIP CPF – 13,8 [KV] al 100%. Además, de reducir la entrega de la generación en Shushufindi – 13,8 [KV] (10,940 [MVA]) a 73,55% de su capacidad, para bajar el voltaje de esta barra, de 1,03 a 1,02 [pu], hasta la restitución de la línea y se mantienen los límites requeridos en el circuito que queda conectado al SNI.

3.4 Análisis de estabilidad

3.4.1 Análisis modal

El sistema eléctrico de potencia tiene la característica de ser no lineal, por lo cual se debe realizar un análisis matemático con el objetivo de obtener la linealización del mismo. El análisis modal permite determinar características dinámicas como la frecuencia de resonancia, los modos de oscilación y el coeficiente de amortiguamiento.

El modelo linealizado del sistema eléctrico de potencia, puede ser expresado de forma general a través de una matriz como la ecuación 2.63.

$$\Delta X(T_0) = A \Delta X(t_0) \quad (2.63)$$

Donde ΔX es el vector de las variables del sistema y A es la matriz jacobiana cuyos elementos de estado del sistema a_{ij} son dados por la derivada parcial que son evaluados en el punto de equilibrio.

$$\lambda = \sigma \pm j\omega = \xi \omega_n \pm j \omega_n \quad (2.64)$$

Cada modo de oscilación está representado por un número complejo λ denominado valor propio, la parte real de los valores propios es σ y

entrega la información del amortiguamiento del modo oscilante, mientras la parte imaginaria ω es la velocidad angular del modo oscilante. ξ es el amortiguamiento relativo del sistema, mientras la frecuencia natural de oscilación sin amortiguamiento se lo representa con ω_n .

La estabilidad de un sistema depende de la ubicación de los valores propios en el plano complejo, los valores propios ubicados en el lado izquierdo del semiplano significan que el sistema es estable y no necesita ser examinado. Si los valores propios se encuentran en el lado derecho del semiplano, entonces el sistema es inestable y se ejecuta el análisis especificado en la Tabla 33.

VELOCIDAD ANGULAR/AMORTIGUAMIENTO MODO OSCILANTE	DESCRIPCIÓN
$\omega = 0, \sigma = 0$	Respuesta oscilatoria y amplitud constante, sistema oscilatorio pero estable
$\omega = 0, \sigma > 0$	Unidireccional monótona creciente, sistema inestable
$\omega = 0, \sigma < 0$	Respuesta unidireccional monótona decreciente, el sistema es totalmente amortiguado
$\omega \neq 0, \sigma > 0$	Respuesta con oscilaciones crecientes sin límite. El sistema es inestable
$\omega \neq 0, \sigma < 0$	Respuesta oscilatoria amortiguada, el sistema es estable

Tabla 33: Modos oscilantes

Los valores negativos en la parte real indican oscilaciones que se amortiguan en el tiempo, y valores positivos reflejan oscilaciones que se incrementan en amplitud en el transcurso del tiempo.

En la Figura 3.8 se representan las ubicaciones de los valores propios en el plano complejo, los cuales se hallan en la parte real, por lo tanto el sistema es estable. Mientras la Figura 3.9 muestra los valores numéricos de estos valores propios.

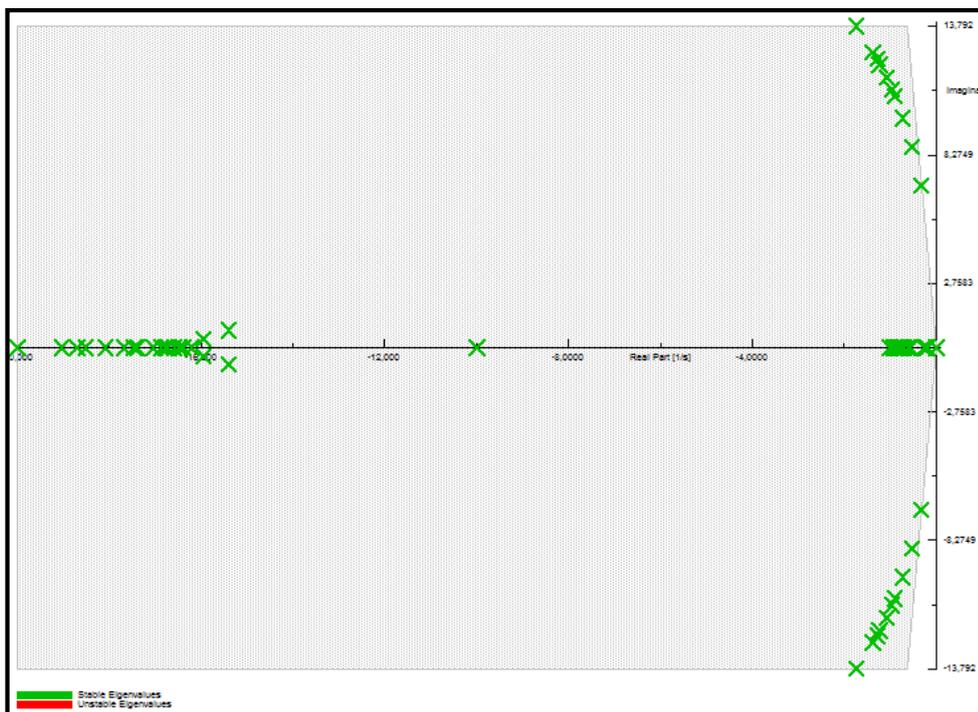


Figura 3.8: Valores propios del sistema actual

Modal-Analysis, Eigenvalues											
System Stage: Study Case			Study Case: Study Case			Annex:			/ 1		
No.	Real-/Imaginary Value		No.	Real-/Imaginary Value		No.	Real-/Imaginary Value		No.	Real-/Imaginary Value	
1	-1,000	0,000	18	-0,906	10,785	35	-15,947	-0,361	52	-0,759	0,000
2	-10,000	0,000	19	-0,906	-10,785	36	-17,462	0,000	53	-0,692	0,000
3	-1,000	0,000	20	-0,723	9,839	37	-17,379	0,000	54	-0,614	0,000
4	-10,000	0,000	21	-0,723	-9,839	38	-16,202	0,000	55	-0,559	0,000
5	0,000	0,000	22	-0,533	8,609	39	-17,028	0,000	56	-1,000	0,000
6	-1,732	13,792	23	-0,533	-8,609	40	-16,385	0,000	57	-0,196	0,000
7	-1,732	-13,792	24	-0,322	6,939	41	-16,473	0,000	58	-0,212	0,000
8	-1,383	12,669	25	-0,322	-6,939	42	-16,871	0,000	59	-0,228	0,000
9	-1,383	-12,669	26	-20,000	0,000	43	-16,780	0,000	60	-0,235	0,000
10	-1,282	12,385	27	-19,031	0,000	44	-16,732	0,000	61	-0,238	0,000
11	-1,282	-12,385	28	-18,704	0,000	45	-16,587	0,000	62	-0,256	0,000
12	-1,228	12,133	29	-18,512	0,000	46	-0,000	0,000	63	-0,243	0,000
13	-1,228	-12,133	30	-15,384	0,731	47	-0,913	0,000	64	-0,246	0,000
14	-1,081	11,598	31	-15,384	-0,731	48	-0,881	0,000	65	-0,252	0,000
15	-1,081	-11,598	32	-18,073	0,000	49	-0,862	0,000	66	-0,249	0,000
16	-0,967	11,051	33	-17,664	0,000	50	-0,816	0,000	67	0,000	0,000
17	-0,967	-11,051	34	-15,947	0,361	51	-0,780	0,000			

Figura 3.9: Valores propios del sistema actual

3.4.2 Pérdida de Carga (Repsol SPF 1)

Al desconectar la carga de Repsol SPF1, los voltajes por unidad de las barras de la Subestación Repsol (138/69/13,8 [KV]) aumentan a un valor de 1,06 [pu]. Para el análisis de estabilidad de frecuencia, voltaje y ángulo de rotor se analizaron cinco generadores diferentes: en un primer grupo los tres generadores que están en la barra Repsol SPF (A Repsol SPF2, A Repsol SPF3 y B SPF3), mientras en el segundo tenemos los de Cuyabeno y Hormiguero

Estabilidad de frecuencia

La barra de Repsol está constituida por un grupo de generadores, los cuales se detallan a continuación: A SPF 2 (4X4,875 [MVA]), A SPF 3 (4,875 [MVA]) y B SPF 3 (4X10,94 [MVA]).

La Tabla 34 se detallan los tiempos correspondientes a este disturbio, en el cual la frecuencia de operación es de 60 [Hz]. En el instante que se produce el evento de apertura de los interruptores, para despejar la falla ($t = 5,128$ segundos), la misma seguirá aumentando hasta llegar a 60,707 [Hz] en $t = 5,200$ segundos.

En la Figura 3.10 se pueden observar los tiempos y valores de frecuencia que tienen los generadores, donde se experimenta un movimiento oscilatorio debido a que el torque sincronizante y de amortiguamiento se combinan para buscar estabilizarla nuevamente en el valor de 60 [Hz] en el tiempo $t = 10,020$ segundos.

TIEMPO [seg]	EVENTO	FRECUENCIA [Hz]
5	Previo a la falla	60,
5,128	Apertura del circuito	60,
5,2	Máxima excursión de la frecuencia	60,707
10,02	Estabilización de la frecuencia	60,

Tabla 34: Eventos de la estabilidad de frecuencia de los generadores Repsol

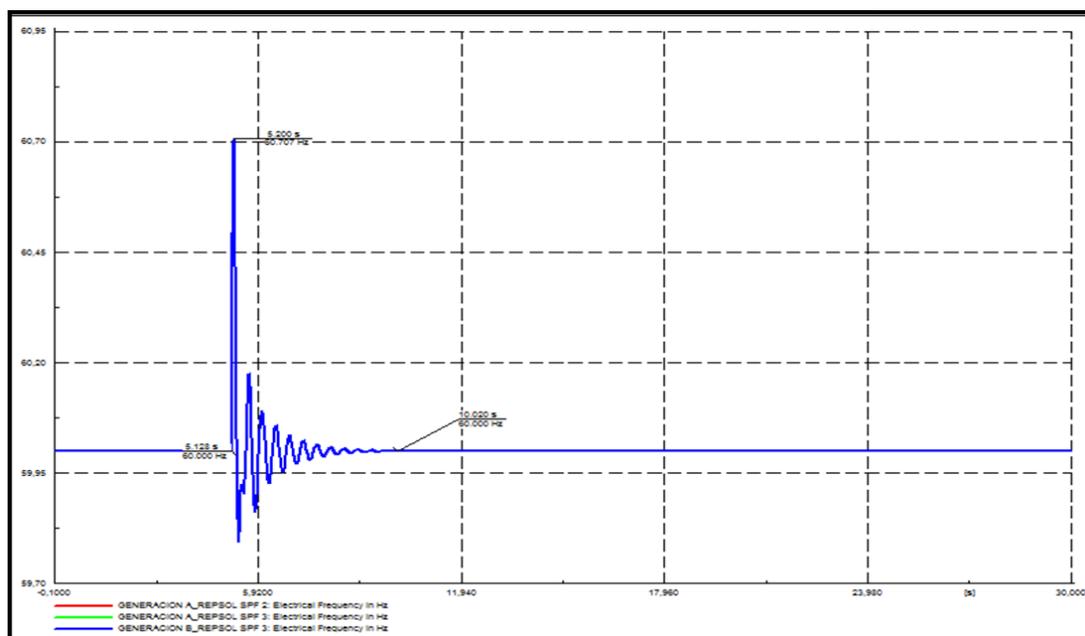


Figura 3.10: Estabilidad de frecuencia de los generadores A Repsol SPF2, A Repsol SPF3 y B SPF3

Se analizaron también dos grupos de generadores que se encuentran a una cierta distancia de donde ocurrió el evento de pérdida de carga: Hormiguero (2X4,875 [MVA]) y Cuyabeno (4X4,875 [MVA]).

Al momento de ocurrir la pérdida de carga, la frecuencia en Hormiguero (misma zona) se eleva un poco, no como el grupo de la barra de Repsol ya que en esa barra se efectúa el evento, pero sí tiene una elevación situada en 60,298 [Hz]; estas oscilaciones se deben a los parámetros de los mismos (Tabla 35).

Los generadores de Cuyabeno se encuentran a una distancia grande de la barra de Repsol y su frecuencia es de 60,135 [Hz] porque al tener más generadores conectados en paralelo su reactancia capacitiva aumenta y por ende su frecuencia no se eleva mucho (Tabla 35).

La Figura 3.11 muestra que ambos generadores oscilan de la misma forma, pero Hormiguero tiene menor coeficiente de amortiguamiento.

GENERADOR HORMIGUERO		
Tiempo [seg]	Evento	Frecuencia [Hz]
5	Previo a la falla	60,
5,128	Apertura del circuito	60,
5,23	Máxima excursión de la frecuencia	60,298
10,71	Estabilización de la frecuencia	60,
GENERADOR CUYABENO		
Tiempo [seg]	Evento	Frecuencia [Hz]
5	Previo a la falla	60,
5,128	Apertura del circuito	60,
5,24	Máxima excursión de la frecuencia	60,135
10,71	Estabilización de la frecuencia	60,

Tabla 35: Eventos de la estabilidad de frecuencia de los generadores Hormiguero y Cuyabeno

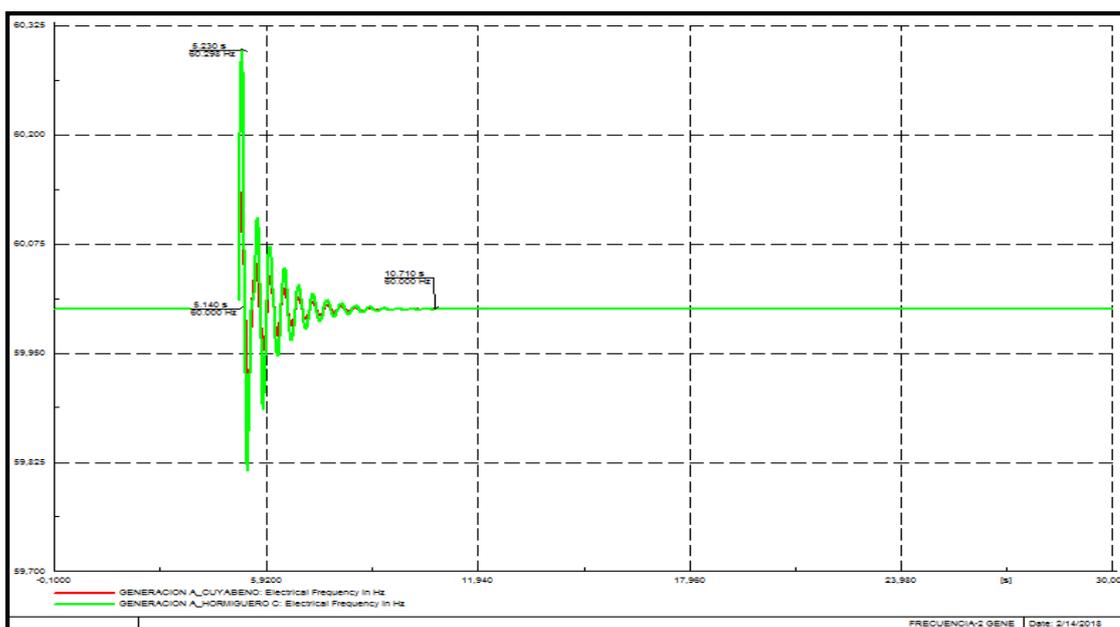
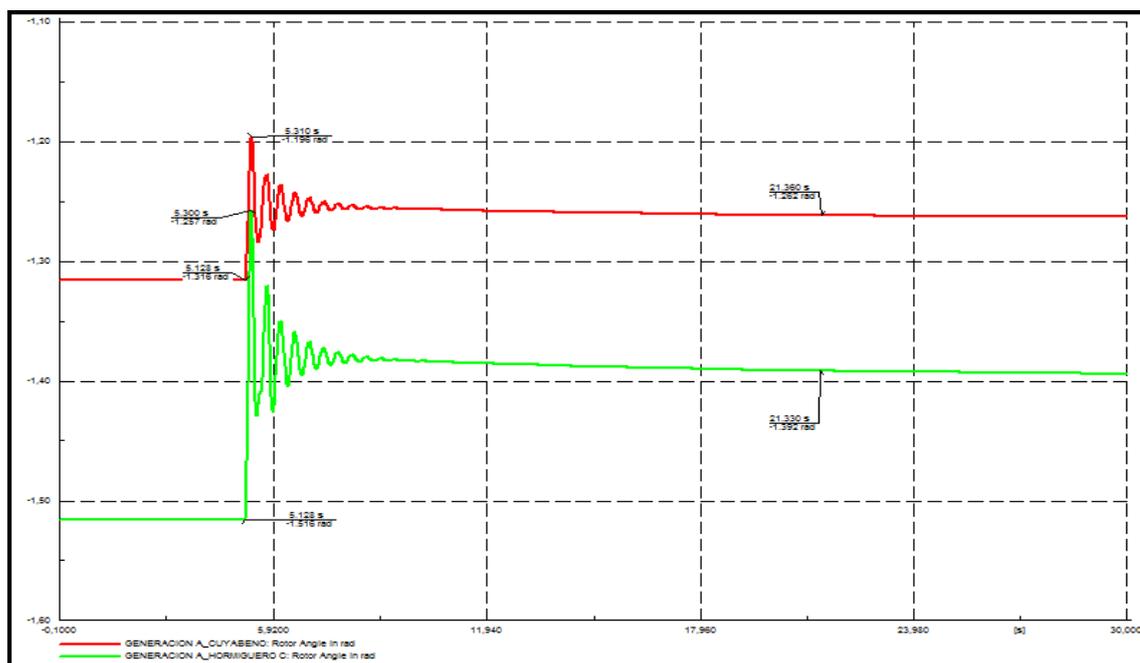
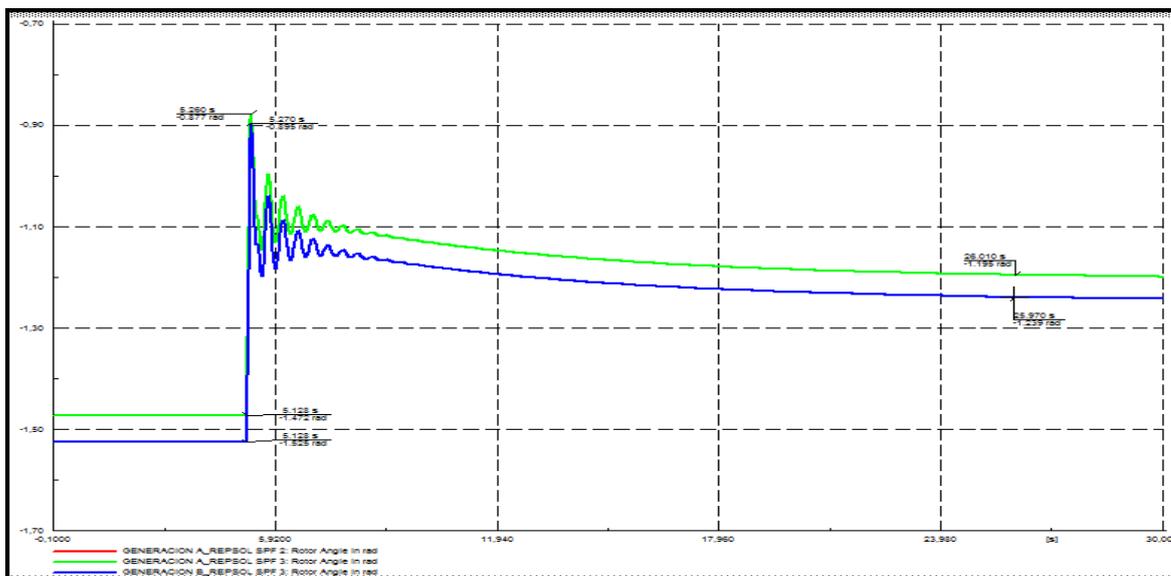


Figura 3.11: Estabilidad de frecuencia de los generadores Hormiguero y Cuyabeno

Estabilidad de ángulo de rotor

La Figura 3.12 muestra el ángulo de rotor, observado durante el disturbio, en los generadores A Repsol SPF2, A Repsol SPF3 y B SPF3; mientras la Figura 3.13 la correspondiente a Hormiguero y Cuyabeno.



La Tabla 36 muestra los valores registrados por el disturbio en los generadores A Repsol SPF2, A Repsol SPF3 y B SPF3.

GENERADOR REPSOL SPF3 (4,875 [MVA])		
Tiempo [seg]	Evento	Ángulo de Rotor [Radianes]
5	Previo a la falla	-84,340°
5,128	Apertura del circuito	-84,340°
5,26	Máxima excursión del ángulo	-50,249°
26,01	Estabilización del ángulo	-68,470°
REPSOL SPF2 (4,875 [MVA]) - REPSOL SPF3 (10,94 [MVA])		
Tiempo [seg]	Evento	Ángulo de Rotor [Radianes]
5	Previo a la falla	-87,378°
5,128	Apertura del circuito	-87,378°
5,27	Máxima excursión del ángulo	-51,281°
10,02	Estabilización del ángulo	-70,991°

Tabla 36: Eventos de la estabilidad de ángulo de rotor de los generadores A Repsol SPF2, A Repsol SPF3 y B SPF3

La Tabla 37 muestra los valores registrados por el disturbio en los generadores de Hormiguero y Cuyabeno.

GENERADOR HORMIGUERO		
Tiempo [seg]	Evento	Ángulo de Rotor [Radianes]
5	Previo a la falla	-86,862°
5,128	Apertura del circuito	-86,862°
5,3	Máxima excursión del ángulo	-72,022°
21,33	Estabilización del ángulo	-79,758°
GENERADOR CUYABENO		
Tiempo [seg]	Evento	Ángulo de Rotor [Radianes]
5	Previo a la falla	-75,403°
5,128	Apertura del circuito	-75,403°
5,31	Máxima excursión del ángulo	-68,527°
21,36	Estabilización del ángulo	-72,309°

Tabla 37: Eventos de la estabilidad de ángulo de rotor de los generadores Hormiguero y Cuyabeno

Si un generador va más rápido que el otro se debe a la inercia de cada uno que provoca se genere una diferencia angular entre ambos; y a pesar que tienen los mismos parámetros, las distancias en análisis y la cantidad de máquinas en paralelo, provocan que las gráficas no coincidan.

Estabilidad de voltaje

La Figura 3.14 muestra una elevación de voltaje, producida porque al momento de abrirse los interruptores los generadores de la barra Repsol deben compensar esta pérdida de carga, hasta encontrar su estabilidad en 16,499 [KV] en $t = 25,120$ segundos.

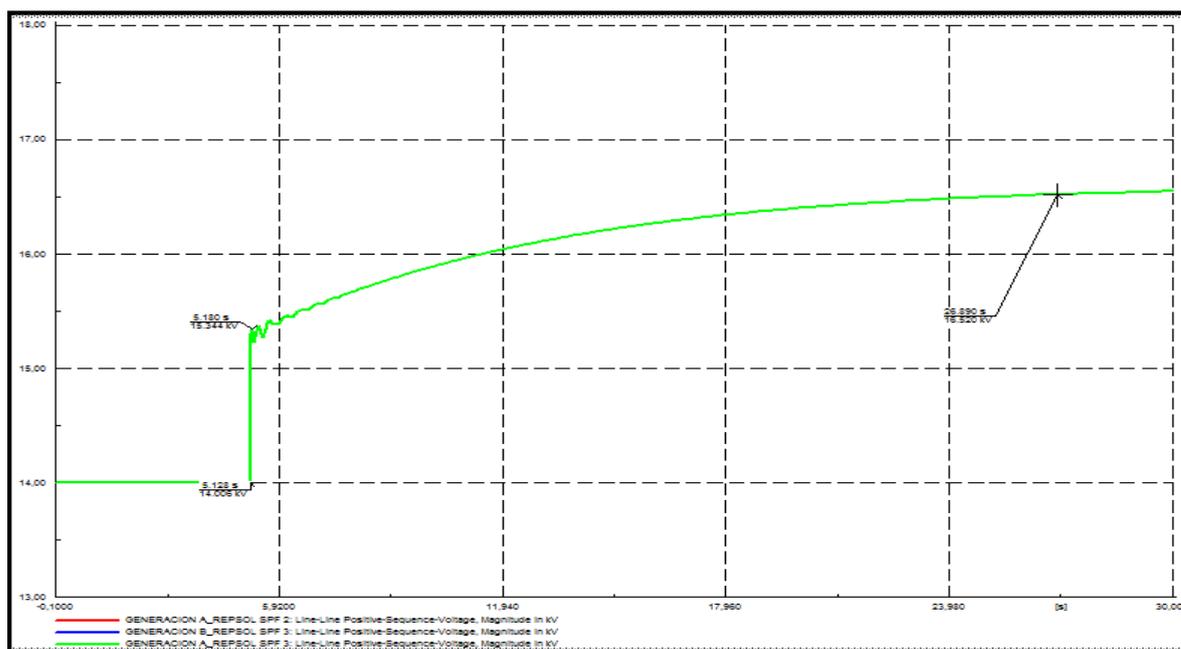


Figura 3.14: Estabilidad de voltaje de los generadores A Repsol SPF2, A Repsol SPF3 y B SPF3

La Tabla 38 muestra los valores de tiempo y voltaje para esta falla.

GENERADOR REPSOL		
Tiempo [seg]	Evento	Voltajes [KV]
5	Previo a la falla	14,006
5,128	Apertura del circuito	14,006
5,18	Máxima excursión del voltaje	15,344
25,12	Estabilización del voltaje	16,499

Tabla 38: Eventos de la estabilidad de voltaje del generador Repsol

La Figura 3.15 muestra la variación del voltaje en la barra de los generadores de Hormiguero y Cuyabeno, mientras que la Tabla 39 los valores que toman durante este evento.

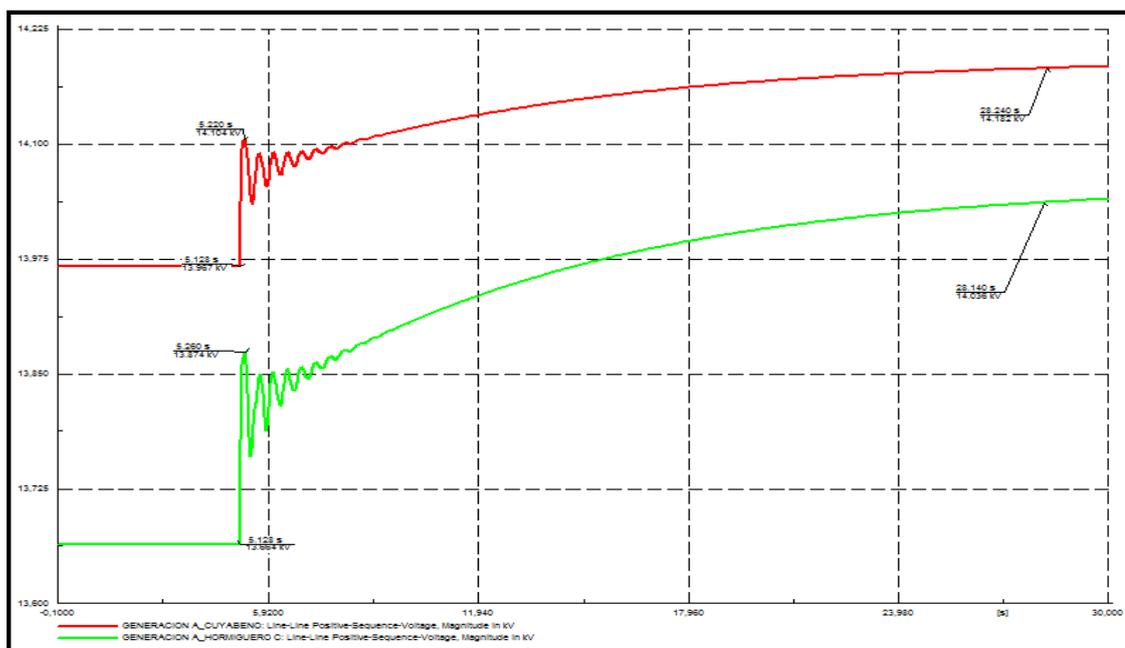


Figura 3.15: Estabilidad de voltaje de los generadores Hormiguero y Cuyabeno

GENERADOR HORMIGUERO		
Tiempo [seg]	Evento	Voltajes [KV]
5	Previo a la falla	13,664
5,128	Apertura del circuito	13,664
5,26	Máxima excursión del voltaje	13,874
28,14	Estabilización del voltaje	14,03
GENERADOR CUYABENO		
Tiempo [seg]	Evento	Voltajes [KV]
5	Previo a la falla	13,967
5,128	Apertura del circuito	13,967
5,22	Máxima excursión del voltaje	14,104
28,24	Estabilización del voltaje	14,182

Tabla 39: Eventos de la estabilidad de voltaje de los generadores de Hormiguero y Cuyabeno

La distancia a la cual se analizan los dos generadores y sus inercias hacen que los niveles de voltaje al momento de estabilizarse sean diferentes.

3.4.3 Falla de una fase a tierra (en la línea Nantu D – Tapir A y apertura de Hormiguero C – Nantu D a 69 [KV])

Para el análisis de falla de una fase a tierra se ha tomado en cuenta los generadores: Hormiguero (2X4,875 [MVA]), Oso (3X10,92 [MVA]), Agip CPF (4X10,94 [MVA]) y Edén Yuturi (3X23,065 [MVA]).

Para cada análisis se definieron los tiempos: $t = 5$ segundos (ocurrencia de la falla de una fase a tierra en la línea Nantu D – Tapir A) y $t = 5,478$ segundos (apertura de la línea Hormiguero C – Nantu D).

Estabilidad de frecuencia

La Figura 3.16 muestra la respuesta, a la falla y apertura de la línea mencionada, de los generadores Hormiguero y Oso.

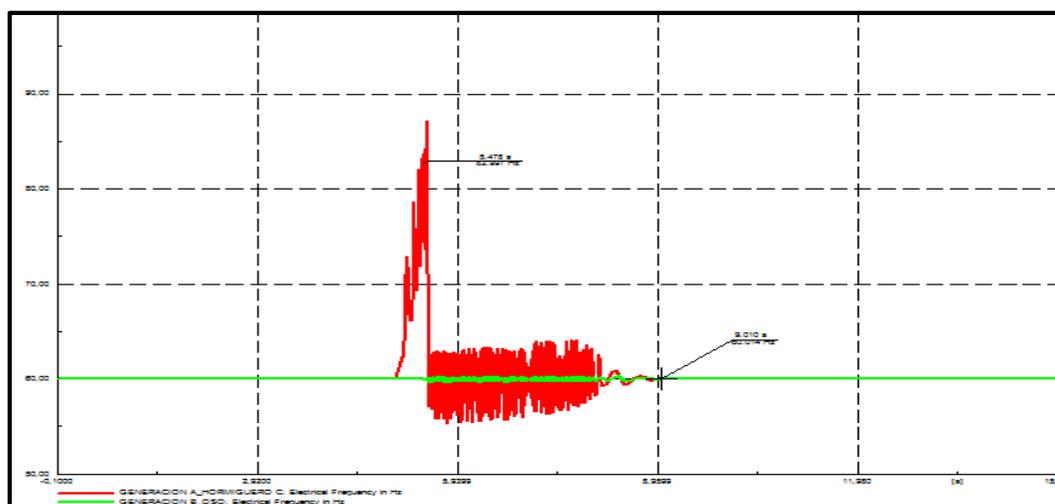


Figura 3.16: Estabilidad de frecuencia de los generadores Hormiguero y Oso

Al ocurrir la falla de una fase a tierra, el generador de Hormiguero sufre una gran inestabilidad en la frecuencia, como resultado se obtuvo un valor de 87,146 [Hz] debido al tiempo de apertura de 0,478 segundos (Tabla 40). Esto provocó que la falla permanezca mucho tiempo antes que se abrieran los interruptores de potencia, para que mientras el coeficiente de

amortiguamiento disminuya la respuesta en el generador se vuelve más oscilante.

GENERADOR HORMIGUERO		
Tiempo [seg]	Evento	Frecuencia [Hz]
5	Previo a la falla	60,
5,478	Apertura del circuito	82,997
5,472	Máxima excursión de la frecuencia	87,146
9,01	Estabilización de la frecuencia	60,
GENERADOR OSO		
Tiempo [seg]	Evento	Frecuencia [Hz]
5	Previo a la falla	60,
5,478	Apertura del circuito	59,94
5,499	Máxima excursión de la frecuencia	60,113
9,01	Estabilización de la frecuencia	60,

Tabla 40: Eventos de estabilidad de frecuencia de los generadores Hormiguero y Oso

Con respecto a los generadores Oso, las oscilaciones que se generan no son tan variadas, esto se debe a que la inercia de los mismos es mayor que los de Hormiguero, entonces dependen de los parámetros de los rotores de cada máquina.

La frecuencia de los generadores AGIP no tienen mucha variación en comparación con el generador Hormiguero, donde sus valores son altos. En este no se observa ese cambio drástico debido a su coeficiente de amortiguamiento.

Para los generadores Edén Yuturi, el tiempo de 0,478 segundos (Tabla 41) para abrir los interruptores de potencia, hace que ocurran unas oscilaciones en la frecuencia, pero no se altera mucho debido a la inercia de la máquina y su tiempo de estabilización es rápido (Figura 3.16).

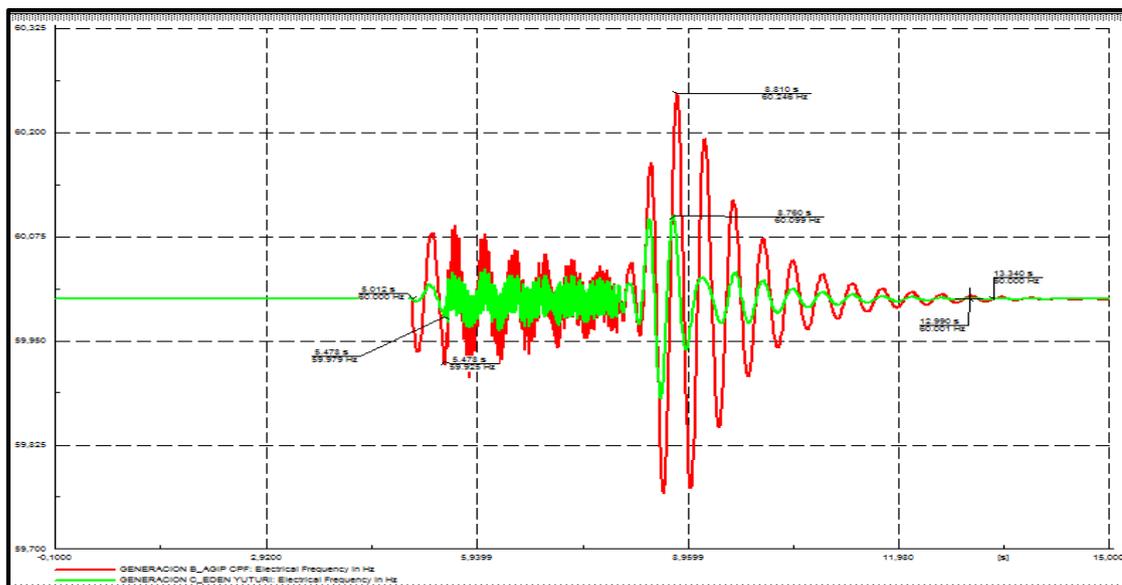


Figura 3.16: Estabilidad de frecuencia de los generadores Agip y Edén Yuturi

GENERADOR AGIP		
Tiempo [seg]	Evento	Frecuencia [Hz]
5	Previo a la falla	60,
5,478	Apertura del circuito	59,925
8,81	Máxima excursión de la frecuencia	60,246
13,34	Estabilización de la frecuencia	60,
GENERADOR EDEN YUTURI		
Tiempo [seg]	Evento	Frecuencia [Hz]
5	Previo a la falla	60,
5,478	Apertura del circuito	59,979
8,76	Máxima excursión de la frecuencia	60,099
12,99	Estabilización de la frecuencia	60,

Tabla 41: Eventos de estabilidad de frecuencia de los generadores Agip y Edén Yuturi

Estabilidad de ángulo de rotor

Al ocurrir la falla de una fase a tierra, se observa que las posiciones angulares de los dos grupos de generadores se adelantan con respecto a la otra máquina, esto se debe a que la máquina de Hormiguero gira más rápido que el de Oso (Figura 3.17).

Los generadores de AGIP y Eden Yuturi (Figura 3.18) tienen la mayor potencia aparente comparada con el otro grupo, por lo que las inercias de estas máquinas son mayores, y así no hay una gran diferencia angular entre estos dos grupos de máquinas.

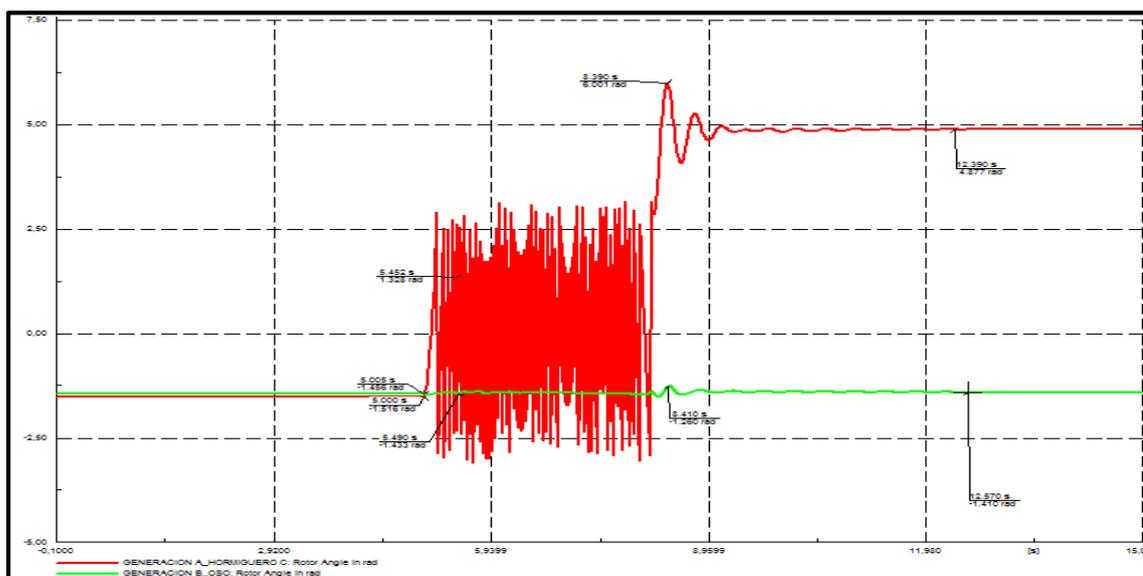


Figura 3.17: Estabilidad de ángulo de rotor de los generadores Hormiguero y Oso

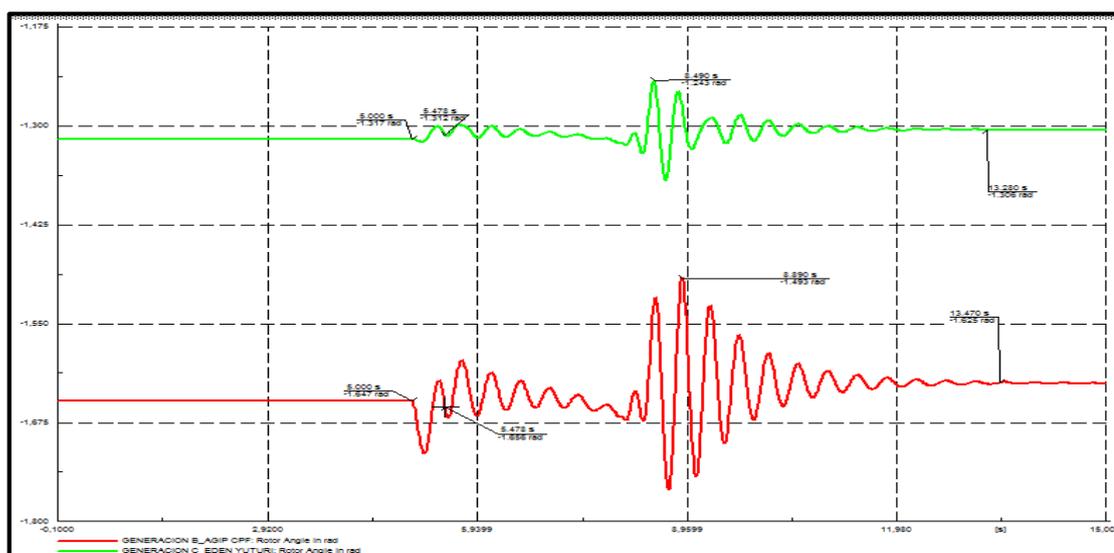


Figura 3.18: Estabilidad de ángulo de rotor de los generadores Agip y Edén Yuturi

Las Tablas 42 y 43 muestran los valores tomados por los generadores en los tiempos característicos de esta falla.

GENERADOR HORMIGUERO		
Tiempo [seg]	Evento	Ángulo de Rotor [Radianes]
5	Previo a la falla	-86,860°
5,478	Apertura del circuito	-82,107°
8,39	Máxima excursión del ángulo	343,840°
12,39	Estabilización del ángulo	279,430°
GENERADOR OSO		
Tiempo [seg]	Evento	Ángulo de Rotor [Radianes]
5	Previo a la falla	-83,425°
5,478	Apertura del circuito	-82,107°
8,41	Máxima excursión del ángulo	-72,194°
12,57	Estabilización del ángulo	-80,789°

Tabla 42: Evento de estabilidad de ángulo de rotor de los generadores Hormiguero y Oso

GENERADOR AGIP		
Tiempo [seg]	Evento	Ángulo de Rotor [Radianes]
5	Previo a la falla	-94,368°
5,478	Apertura del circuito	-94,884°
8,89	Máxima excursión del ángulo	-85,545°
13,47	Estabilización del ángulo	93,108°
GENERADOR EDEN YUTURI		
Tiempo [seg]	Evento	Ángulo de Rotor [Radianes]
5	Previo a la falla	-75,460°
5,478	Apertura del circuito	-75,174°
8,49	Máxima excursión del ángulo	-71,220°
13,28	Estabilización del ángulo	-74,830°

Tabla 43: Evento de estabilidad de ángulo de rotor de los generadores Edén Yuturi y AGIP

Estabilidad de voltaje

Al ocurrir la falla de una fase a tierra, el sistema pierde cargas en Nantu D, Tapir A y Hormiguero, mientras que el generador Hormiguero aumenta no solo su velocidad, sino que empieza a caer su voltaje críticamente;

Para cada análisis se definieron los tiempos: $t = 5$ segundos (ocurrencia de la falla trifásica en línea Oso – Yuralpa) y $t = 5,128$ segundos (apertura de un circuito de la línea misma línea).

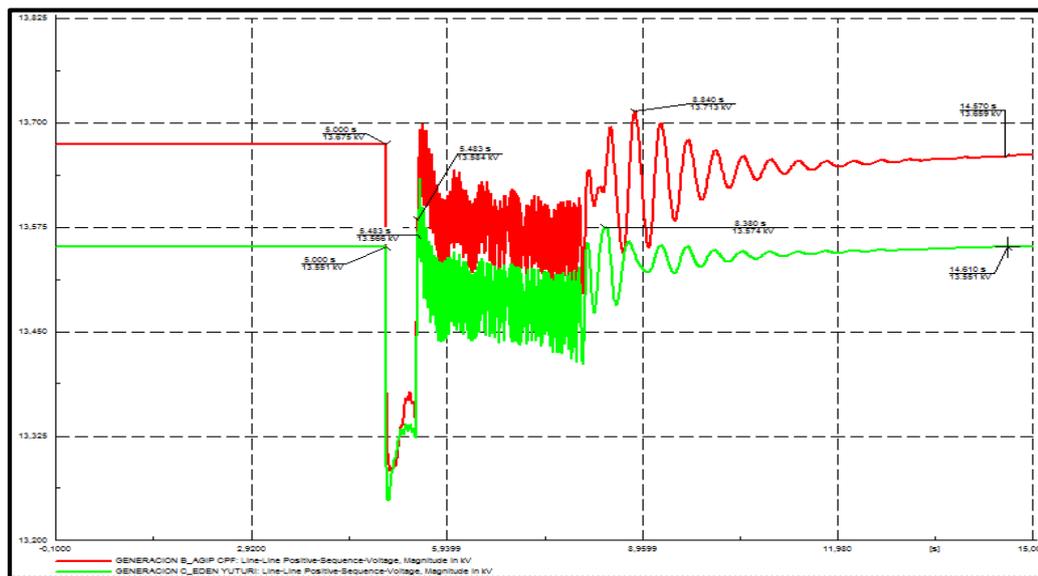


Figura 3.20: Estabilidad de voltaje de los generadores Edén Yuturi y AGIP

GENERADOR HORMIGUERO		
Tiempo [seg]	Evento	Voltajes [KV]
5	Previo a la falla	13,664
5,478	Apertura del circuito	2,9
8,31	Máxima excursión del voltaje	14,105
12,83	Estabilización del voltaje	13,761
GENERADOR OSO		
Tiempo [seg]	Evento	Voltajes [KV]
5	Previo a la falla	13,974
5,478	Apertura del circuito	11,444
5,53	Máxima excursión del voltaje	13,921
11,19	Estabilización del voltaje	13,863

Tabla 44: Eventos de la estabilidad de voltaje de los generadores Hormiguero y Oso

GENERADOR AGIP		
Tiempo [seg]	Evento	Voltajes [KV]
5	Previo a la falla	13,675
5,478	Apertura del circuito	15,584
8,84	Máxima excursión del voltaje	15,344
14,57	Estabilización del voltaje	13,659
GENERADOR EDEN YUTURI		
Tiempo [seg]	Evento	Voltajes [KV]
5	Previo a la falla	13,551
5,478	Apertura del circuito	13,566
8,38	Máxima excursión del voltaje	13,574
14,61	Estabilización del voltaje	13,551

Tabla 45: Eventos de la estabilidad de voltaje de los generadores AGIP y Eden Yuturi

Estabilidad de Frecuencia

Al ocurrir la falla trifásica, el generador que se encuentra en la barra de Yuralpa tiene una variación en su frecuencia, acompañada por su poca inercia que hace que se mueva más rápido para poder sincronizarse con las otras máquinas del sistema (Figura 3.21).

Los otros dos grupos de generadores (TPP y Oso) se notan con una pequeña modificación en su frecuencia, la cual no es tan oscilatoria debido al tiempo de apertura de falla que se definió que hace que la recuperación de la frecuencia sea rápida.

La Tabla 46 muestra los valores tomados por los generadores en los tiempos característicos de esta falla.

Estabilidad de ángulo del rotor

Al momento de ocurrir la falla trifásica acontece un desfasaje de ángulo en los generadores; y ya que también hay una caída de voltaje en las barras de Villano, AGIP y Cononaco, lo que hacen los generadores es tratar de equilibrar este descenso. El desfasaje de ángulo se debe a las inercias que hay entre estos grupos de generadores y la oscilación es debido al amortiguamiento que en este caso va disminuyendo (Figura 3.22).

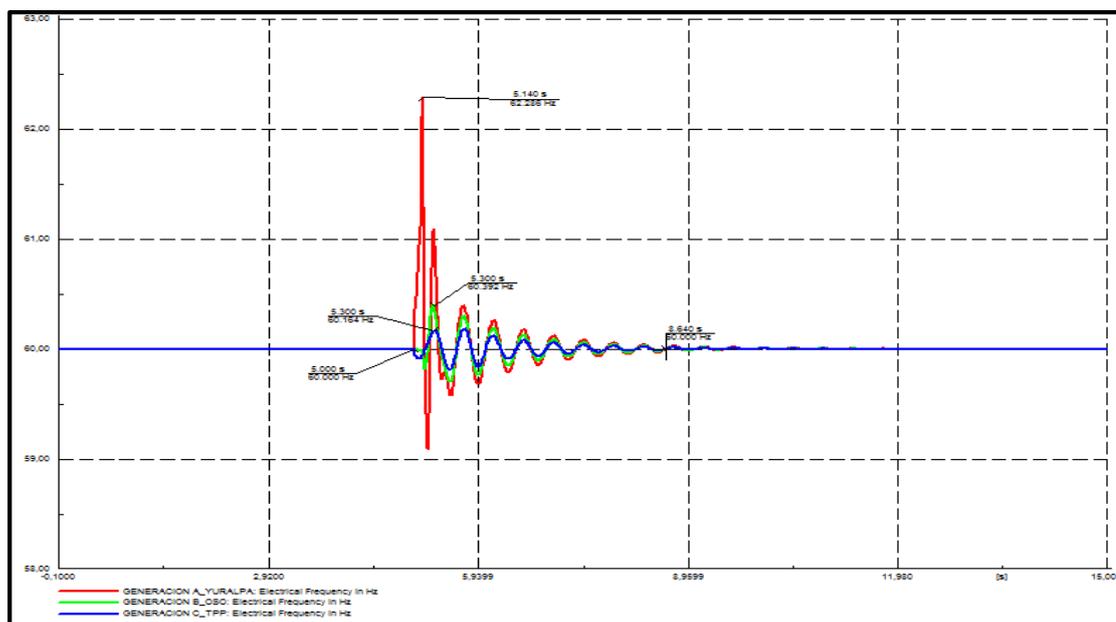


Figura 3.21: Estabilidad de frecuencia de los generadores Yuralpa, TPP y Oso

GENERADOR YURALPA		
Tiempo [seg]	Evento	Frecuencia [Hz]
5	Previo a la falla	60,
5,128	Apertura del circuito	61,552
5,14	Máxima excursión de la frecuencia	62,286
8,64	Estabilización de la frecuencia	60,
GENERADOR OSO		
Tiempo [seg]	Evento	Frecuencia [Hz]
5	Previo a la falla	60,
5,128	Apertura del circuito	59,984
5,29	Máxima excursión de la frecuencia	60,403
8,64	Estabilización de la frecuencia	60,
GENERADOR TPP		
Tiempo [seg]	Evento	Frecuencia [Hz]
5	Previo a la falla	60,
5,128	Apertura del circuito	59,927
5,32	Máxima excursión de la frecuencia	60,167
8,64	Estabilización de la frecuencia	60,

Tabla 46: Eventos de la estabilidad de frecuencia de los generadores Yuralpa, TPP y Oso

La Tabla 47 muestra los valores tomados por los generadores en los tiempos característicos de esta falla.

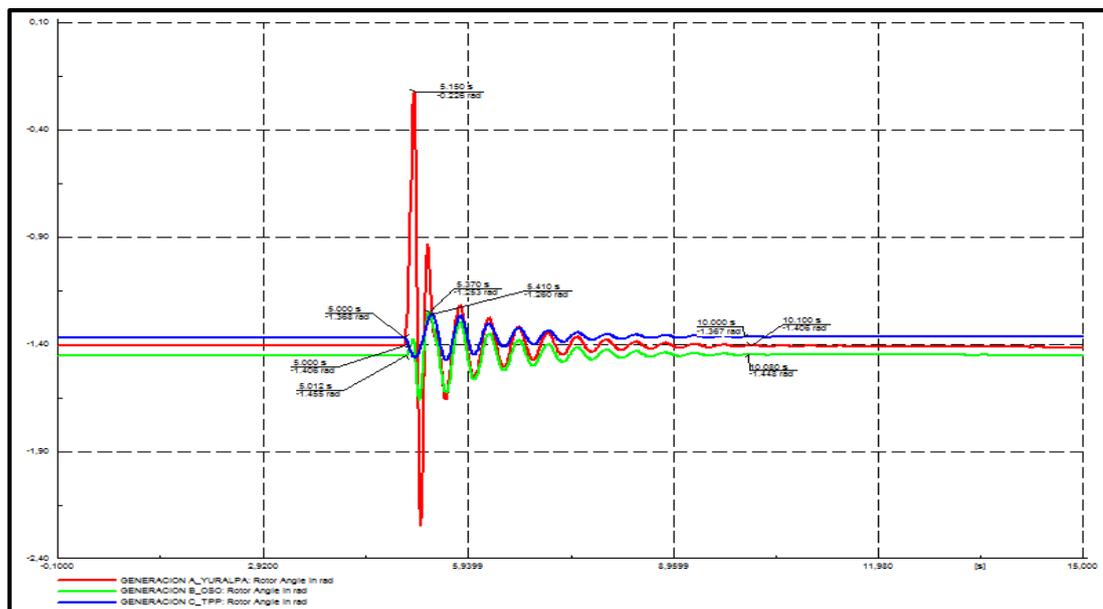


Figura 3.22: Estabilidad de ángulo de rotor de los generadores Yuralpa, TPP y Oso

Estabilidad de voltaje

El generador que tiene menor inercia tiene que ir más rápido con una aceleración mayor en comparación a otros generadores; así, la falla trifásica provoca que el voltaje caiga aporatosamente a 2,857 [KV] durante la apertura de los interruptores de potencia (Figura 3.23).

Los otros generadores tienen una caída de voltaje considerable, esto afecta al sistema de potencia y resulta preciso esperar un tiempo para estabilizar todo el sistema, mientras provoca perturbaciones que pueden dañar los componentes internos de las máquinas.

La Tabla 48 muestra los valores tomados por los generadores en los tiempos característicos de esta falla.

GENERADOR YURALPA		
Tiempo [seg]	Evento	Ángulo de Rotor [Radianes]
5	Previo a la falla	-78,382°
5,128	Apertura del circuito	-20,569°
5,15	Máxima excursión del ángulo	-12,949°
11,94	Estabilización del ángulo	80,904°
GENERADOR OSO		
Tiempo [seg]	Evento	Ángulo de Rotor [Radianes]
5	Previo a la falla	-83,425°
5,128	Apertura del circuito	-78,841°
5,37	Máxima excursión del ángulo	-71,790°
12,35	Estabilización del ángulo	-83,195°
GENERADOR TPP		
Tiempo [seg]	Evento	Ángulo de Rotor [Radianes]
5	Previo a la falla	-80,380°
5,128	Apertura del circuito	-83,310°
5,41	Máxima excursión del ángulo	-72,194°
10,93	Estabilización del ángulo	-78,268°

Tabla 47: Eventos de la estabilidad de ángulo de rotor de los generadores Yuralpa, Oso y TPP

GENERADOR YURALPA		
Tiempo [seg]	Evento	Voltajes [KV]
5	Previo a la falla	13,827
5,128	Apertura del circuito	2,857
5,29	Máxima excursión del voltaje	14,41
9,94	Estabilización del voltaje	14,005
GENERADOR OSO		
Tiempo [seg]	Evento	Voltajes [KV]
5	Previo a la falla	13,974
5,128	Apertura del circuito	6,298
5,29	Máxima excursión del voltaje	14,465
9,76	Estabilización del voltaje	13,936
GENERADOR TPP		
Tiempo [seg]	Evento	Voltajes [KV]
5	Previo a la falla	14,02
5,128	Apertura del circuito	11,954
5,29	Máxima excursión del voltaje	14,465
9,77	Estabilización del voltaje	13,696

Tabla 48: Eventos de la estabilidad de voltaje de los generadores Yuralpa, TPP y Oso

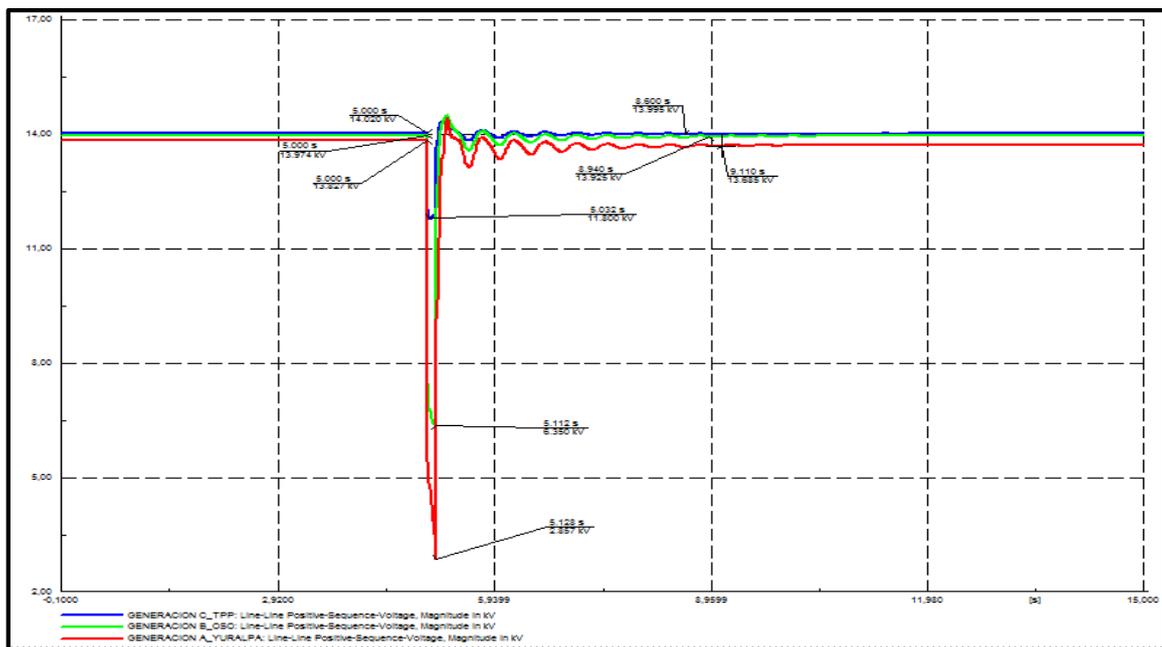


Figura 3.23: Estabilidad de voltaje de los generadores Yuralpa, TPP y Oso

3.5 Conclusiones

- Es posible realizar una conexión segura de la carga petrolera, misma que el Sistema Nacional Interconectado es capaz de solventar, pero con la ayuda de generación existente en el sector. Se estima incorporar una demanda de alrededor de 386,49 [MW], mientras que 41,04 [MW] quedan fuera del plan debido a su ubicación geográfica.
- El modelo propuesto plantea los lineamientos a seguir frente a contingencias simples, sean estos de línea, transformador o generador. Por lo que es posible asegurar que el sistema es confiable, ya sea respecto a salidas de componentes por fallas o mantenimiento. En estos esquemas el rechazo de carga para su autogeneración individual es reducido a un par de casos extremos.
- El esquema demuestra, en los casos estudiados, una tendencia hacia la búsqueda de nuevos puntos de estabilidad, al momento de presentarse una falla. Esto debido a que la generación definida en los modelos utilizados tiene una intrínseca respuesta dinámica.
- No se ha considerado la proyección de la demanda del SNI, pero cabe destacar que aun si consideráramos estática tanto la demanda como la planificación de generación, es posible advertir una satisfactoria incorporación de las petroleras.
- El modelo propuesto debió modificar su topología, al considerar sensible la presencia del Parque Nacional Yasuní. Pese a ello encontramos que el sistema de transmisión es robusto y su cargabilidad se mantiene en rangos aceptables tanto en tiempo presente como a futuro.
- Es posible garantizar la continuidad del servicio, condición per se, para la ejecución de un proyecto de esta magnitud.

3.6 Recomendaciones

- Resulta necesario realizar un análisis más detallado de estabilidad, en el cual se incorpore la presencia activa de más componentes en el sistema que pueden aminorar su capacidad de respuesta. Puesto que no se han considerado la coordinación de protecciones, la utilización de modelos de reguladores de voltaje, turbinas, etc.
- Se recomienda realizar un análisis de confiabilidad más exhaustivo debido a que el nivel isocerámico es alto. Que tome en cuenta los índices hallados en sistemas parecidos y más aún cuando se encuentre en operación.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Plan Maestro de Electricidad 2016 – 2025”, MEER, Quito, 2017
- [2] “Hito histórico: por primera vez, el sistema petrolero ecuatoriano usa energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado (SNI)”, CELEC, 2016. [En línea]. Disponible en: https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php?option=com_content&view=article&id=596%3A2017-09-05-22-40-46&catid=74%3Acontenido-documentos&Itemid=382&lang=es. [Accedido: 20-oct-2017]
- [3] Geoportal, ARCONEL, 2017. [En línea]. Disponible en: <http://geoportal.regulacionelectricagob.ec/visor/index.html>. [Accedido: 20-oct-2017]
- [4] “Oil in Ecuador/Petrolera en Ecuador”, Chakana Chronicles. [En línea]. Disponible en: <https://chakanachronicles.com/oil-ecuador/>. [Accedido: 20-oct-2017]
- [5] “Atlas del sector eléctrico ecuatoriano 2016”, ARCONEL, Quito, 2017
- [6] CNEL, Ing. Cesar Aguilar, Guayaquil, 2017
- [7] Google Earth, US Dept. of State Geographer, Google, 2017
- [8] “Two-stroke low speed diesel engines, for independent power producers and captive power plants”, MAN Diesel & Turbo, Copenhagen, 2013
- [9] “Recolección, transporte y distribución del gas natural y el crudo”, MSc. Gustavo Villavicencio, Centro de Excelencia, Santa Cruz, 2012
- [10] “Calculo y diseño de cimentaciones para equipos y maquinaria presentes en una facilidad de producción petrolera”, Jenniffer Consuelo Salazar, ESPE, Sangolquí, 2013
- [11] “Análisis y optimización de la calidad de energía eléctrica para pozos de producción petrolera Oriente - Ecuador, realizado para la empresa EQUIPOIL S.A.”, Jhahaira Ludeña y César Bastidas, ESPE, Sangolquí, 2009
- [12] “Reporte del sector petrolero, IV trimestre de 2016”, Banco Central del Ecuador, Quito, 2017

- [13] “Estadística anual y multianual del sector eléctrico 2016”, ARCONEL, Quito, 2017
- [14] “Mapa isocerámico del Ecuador”, Edison Orbea, El estudiante electromecánico, 2017. [En línea]. Disponible en: <http://elestudianteelectromecanico.blogspot.com/2015/09/mapa-isoceraunico-del-ecuador.html>. [Accedido: 20-oct-2017]
- [15] “Catalogo de conductores para líneas de transmisión y distribución”, CENTELSA, Bogotá, 2017
- [16] “Lista de precios de conductores de aluminio”, ELECTROCABLES C.A., Guayaquil, 2013
- [17] “Vademecum de electricidad”, E. A. Reeves, Reverté, 2008
- [18] “Análisis de sistemas de potencia”, John Grainger y William Stevenson, McGraw-Hill, U.S.A., 2005
- [19] “Power system stability and control”, Leonard Grigsby, CRC Press, U.S.A., 2012.
- [20] “Estudio de estabilidad en un sistema eléctrico con grupos electrógenos”, Juan Boza, Ediciones Imprenta Cujae, U.S.A., 2007
- [21] “Power system stability and control”, Prabha Kundur, McGraw-Hill, U.S.A., 1994

ANEXOS

A. Demanda proyectada (2017 – 2027)

Las Tablas A1, A2 y A3 muestran el detalle de la proyección de la demanda activa en [MW] para los 10 años de estudio.

CARGA 2027	CARGA 2026	CARGA 2025	CARGA 2024	CARGA 2023	CARGA 2022	CARGA 2021	CARGA 2020	CARGA 2019	CARGA 2018	CARGA 2017	POZO
0,76	0,75	0,74	0,73	0,71	0,7	0,69	0,68	0,66	0,65	0,64	Tarapuy
1,16	1,14	1,12	1,1	1,08	1,06	1,04	1,02	1,01	0,99	0,97	Mariann 9
1,26	1,23	1,21	1,19	1,17	1,15	1,13	1,11	1,09	1,07	1,05	Mariann 5-8
0,36	0,35	0,35	0,34	0,33	0,33	0,32	0,32	0,31	0,31	0,3	Chorongo A
3,59	3,52	3,46	3,4	3,34	3,28	3,22	3,16	3,11	3,05	3,	Mariann Vieja
0,9	0,88	0,87	0,85	0,83	0,82	0,81	0,79	0,78	0,76	0,75	Fanny 60
0,96	0,94	0,92	0,91	0,89	0,87	0,86	0,84	0,83	0,81	0,8	Mariann Battery
1,49	1,47	1,44	1,42	1,39	1,37	1,34	1,32	1,3	1,27	1,25	Mariann 4A
1,53	1,5	1,48	1,45	1,42	1,4	1,37	1,35	1,33	1,3	1,28	Lago Agrio LTF
0,32	0,32	0,31	0,31	0,3	0,3	0,29	0,28	0,28	0,27	0,27	Dorine G
0,38	0,38	0,37	0,36	0,36	0,35	0,34	0,34	0,33	0,33	0,32	Fanny 50
0,96	0,94	0,92	0,91	0,89	0,87	0,86	0,84	0,83	0,81	0,8	Mariann 30
0,6	0,59	0,58	0,57	0,56	0,55	0,54	0,53	0,52	0,51	0,5	Dorine H
0,72	0,7	0,69	0,68	0,67	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61	0,6	Tarapoa North West 5
6,45	6,34	6,23	6,12	6,01	5,9	5,8	5,7	5,6	5,5	5,4	Dorine Battery
78,17	76,79	75,43	74,1	72,79	71,5	70,24	69,	67,78	66,58	65,4	TPP
18,31	17,99	17,67	17,36	17,05	16,75	16,45	16,16	15,88	15,6	15,32	Cuyabeno
0,27	0,27	0,27	0,26	0,26	0,25	0,25	0,24	0,24	0,23	0,23	Jivino C
11,24	11,04	10,84	10,65	10,46	10,28	10,1	9,92	9,74	9,57	9,4	Sistemas Menores
0,14	0,14	0,14	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	Estacion CFE
0,33	0,33	0,32	0,32	0,31	0,31	0,3	0,3	0,29	0,29	0,28	Estacion Ocano
0,55	0,54	0,53	0,52	0,51	0,5	0,49	0,49	0,48	0,47	0,46	Estacion Peza Blanca
10,26	10,07	9,9	9,72	9,55	9,38	9,21	9,05	8,89	8,73	8,58	VHR
7,76	7,62	7,49	7,35	7,22	7,1	6,97	6,85	6,73	6,61	6,49	Sansahuari
10,6	10,41	10,23	10,05	9,87	9,7	9,53	9,36	9,19	9,03	8,87	Limoncocha
1,57	1,54	1,51	1,48	1,46	1,43	1,41	1,38	1,36	1,33	1,31	Santa Elena
5,85	5,74	5,64	5,54	5,44	5,35	5,25	5,16	5,07	4,98	4,89	Palmar Oeste
0,54	0,53	0,52	0,51	0,5	0,49	0,48	0,47	0,47	0,46	0,45	Cedros
31,78	31,22	30,67	30,13	29,59	29,07	28,56	28,05	27,56	27,07	26,59	CPF
2,21	2,17	2,13	2,1	2,06	2,02	1,99	1,95	1,92	1,88	1,85	Pakay
2,1	2,07	2,03	1,99	1,96	1,92	1,89	1,86	1,82	1,79	1,76	Jivino A
0,53	0,52	0,51	0,5	0,49	0,48	0,47	0,46	0,46	0,45	0,44	Laguna
0,38	0,38	0,37	0,36	0,36	0,35	0,34	0,34	0,33	0,33	0,32	Pazayacu
2,15	2,11	2,08	2,04	2,	1,97	1,93	1,9	1,87	1,83	1,8	Itaya A
1,31	1,29	1,27	1,25	1,22	1,2	1,18	1,16	1,14	1,12	1,1	Itaya B
2,73	2,68	2,63	2,58	2,54	2,49	2,45	2,41	2,36	2,32	2,28	Indillana
0,37	0,36	0,36	0,35	0,35	0,34	0,33	0,33	0,32	0,32	0,31	Concordia
83,41	81,93	80,48	79,06	77,66	76,29	74,94	73,62	72,31	71,04	69,78	EPF-Eden Yuturi
6,02	5,92	5,81	5,71	5,61	5,51	5,41	5,32	5,22	5,13	5,04	EPF- Pad L
2,21	2,17	2,13	2,1	2,06	2,02	1,99	1,95	1,92	1,88	1,85	Dumbique
0,92	0,9	0,89	0,87	0,86	0,84	0,83	0,81	0,8	0,78	0,77	Tumali
0,72	0,7	0,69	0,68	0,67	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61	0,6	Tangay
0,69	0,68	0,67	0,66	0,65	0,63	0,62	0,61	0,6	0,59	0,58	Tipishca
4,61	4,53	4,45	4,37	4,3	4,22	4,15	4,07	4,	3,93	3,86	Paka Sur
1,8	1,77	1,74	1,71	1,68	1,65	1,62	1,59	1,56	1,54	1,51	Paka Norte
3,16	3,1	3,04	2,99	2,94	2,89	2,84	2,79	2,74	2,69	2,64	Vinita
1,77	1,74	1,71	1,68	1,65	1,62	1,59	1,56	1,53	1,51	1,48	Anaconda
8,85	8,69	8,54	8,38	8,24	8,09	7,95	7,81	7,67	7,53	7,4	MDC-CPF

Tabla A1: Demanda activa proyectada [MW] (2017 – 2027)

CARGA	POZO										
2027	2026	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017	
1,76	1,73	1,7	1,67	1,64	1,61	1,58	1,55	1,52	1,5	1,47	Angel Norte
0,62	0,61	0,6	0,59	0,58	0,57	0,56	0,55	0,54	0,53	0,52	Yanaq.Este
1,37	1,35	1,33	1,3	1,28	1,26	1,24	1,21	1,19	1,17	1,15	Yanaq.Oeste
2,87	2,82	2,77	2,72	2,67	2,62	2,58	2,53	2,49	2,44	2,4	Aguajal
1,43	1,41	1,38	1,36	1,34	1,31	1,29	1,27	1,24	1,22	1,2	Yamanunka
0,12	0,12	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,1	0,1	0,1	Tuntiak
11,14	10,94	10,75	10,56	10,37	10,19	10,01	9,83	9,66	9,49	9,32	Payamino
1,26	1,23	1,21	1,19	1,17	1,15	1,13	1,11	1,09	1,07	1,05	Lobo
10,33	10,14	9,97	9,79	9,62	9,45	9,28	9,12	8,95	8,8	8,64	Coca
0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	PBH-HUA01
0,84	0,82	0,81	0,79	0,78	0,77	0,75	0,74	0,73	0,71	0,7	PBH-HUA02
0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	0,	PBH-PSO02
1,79	1,76	1,73	1,7	1,67	1,64	1,61	1,58	1,55	1,53	1,5	PBH-PAR12
0,24	0,23	0,23	0,23	0,22	0,22	0,21	0,21	0,21	0,2	0,2	PBH-ESTACION
0,84	0,82	0,81	0,79	0,78	0,77	0,75	0,74	0,73	0,71	0,7	PBH-PSO24
31,26	30,7	30,16	29,63	29,1	28,59	28,08	27,59	27,1	26,62	26,15	Oso
1,77	1,74	1,71	1,68	1,65	1,62	1,59	1,56	1,53	1,51	1,48	Gacela
0,19	0,19	0,18	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17	0,16	0,16	Jaguar
18,6	18,27	17,95	17,63	17,32	17,01	16,71	16,42	16,13	15,84	15,56	Poweron Auca Pozos
2,09	2,05	2,02	1,98	1,95	1,91	1,88	1,85	1,81	1,78	1,75	Auca 51
0,71	0,69	0,68	0,67	0,66	0,65	0,63	0,62	0,61	0,6	0,59	Auca Central
1,29	1,27	1,25	1,22	1,2	1,18	1,16	1,14	1,12	1,1	1,08	Auca
7,23	7,1	6,98	6,85	6,73	6,61	6,5	6,38	6,27	6,16	6,05	Hormiguero C
0,92	0,9	0,89	0,87	0,86	0,84	0,83	0,81	0,8	0,78	0,77	Hormiguero A
0,99	0,97	0,96	0,94	0,92	0,91	0,89	0,88	0,86	0,84	0,83	Hormiguero B
3,59	3,52	3,46	3,4	3,34	3,28	3,22	3,16	3,11	3,05	3,	Hormiguero D
2,75	2,7	2,65	2,61	2,56	2,51	2,47	2,43	2,38	2,34	2,3	Sunka 1
0,39	0,39	0,38	0,37	0,37	0,36	0,35	0,35	0,34	0,34	0,33	CDP
1,3	1,28	1,26	1,23	1,21	1,19	1,17	1,15	1,13	1,11	1,09	Penke B
4,04	3,97	3,9	3,83	3,76	3,7	3,63	3,57	3,5	3,44	3,38	Wanke 1
0,6	0,59	0,58	0,57	0,56	0,55	0,54	0,53	0,52	0,51	0,5	Kupi 1
1,2	1,17	1,15	1,13	1,11	1,09	1,07	1,05	1,04	1,02	1,	Kupi 4
1,22	1,2	1,18	1,16	1,14	1,12	1,1	1,08	1,06	1,04	1,02	Pindo
0,43	0,42	0,42	0,41	0,4	0,39	0,39	0,38	0,37	0,37	0,36	Sunka 2
0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	Cami
0,48	0,47	0,46	0,45	0,45	0,44	0,43	0,42	0,41	0,41	0,4	Shiripuno
5,18	5,08	4,99	4,91	4,82	4,73	4,65	4,57	4,49	4,41	4,33	Nantu D
0,96	0,94	0,92	0,91	0,89	0,87	0,86	0,84	0,83	0,81	0,8	Nantu C
1,52	1,49	1,46	1,44	1,41	1,39	1,36	1,34	1,32	1,29	1,27	CPH
0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	Nantu E
3,05	2,99	2,94	2,89	2,84	2,79	2,74	2,69	2,64	2,6	2,55	Nantu B
5,53	5,44	5,34	5,25	5,15	5,06	4,97	4,88	4,8	4,71	4,63	Tapir A
0,78	0,76	0,75	0,74	0,72	0,71	0,7	0,69	0,67	0,66	0,65	Tapir B
3,25	3,19	3,14	3,08	3,03	2,97	2,92	2,87	2,82	2,77	2,72	Hormiguero SUR
2,08	2,04	2,01	1,97	1,94	1,9	1,87	1,84	1,8	1,77	1,74	Mono
9,92	9,75	9,57	9,4	9,24	9,07	8,91	8,76	8,6	8,45	8,3	Yuralpa
43,31	42,54	41,79	41,05	40,32	39,61	38,91	38,22	37,55	36,88	36,23	Agip Oil - CPF
5,02	4,93	4,84	4,76	4,67	4,59	4,51	4,43	4,35	4,28	4,2	Agip Oil - Villano A
8,77	8,62	8,47	8,32	8,17	8,02	7,88	7,74	7,61	7,47	7,34	Cononaco
22,71	22,31	21,91	21,53	21,15	20,77	20,41	20,04	19,69	19,34	19,	REPSOL YPF-SPF-1

Tabla A2: Demanda activa proyectada [MW] (2017 – 2027)

CARGA	CARGA	POZO									
2027	2026	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017	
17,97	17,65	17,34	17,03	16,73	16,43	16,14	15,86	15,58	15,3	15,03	REPSOL YPF-SPF-2
52,95	52,02	51,1	50,19	49,3	48,43	47,58	46,74	45,91	45,1	44,3	REPSOL YPF-SPF-3
5,33	5,24	5,14	5,05	4,96	4,88	4,79	4,71	4,62	4,54	4,46	Apaika
0,81	0,8	0,78	0,77	0,76	0,74	0,73	0,72	0,7	0,69	0,68	Nenke
41,84	41,1	40,37	39,66	38,95	38,27	37,59	36,92	36,27	35,63	35,	REPSOL YPF-NPF-1
8,47	8,32	8,18	8,03	7,89	7,75	7,61	7,48	7,35	7,22	7,09	REPSOL YPF-NPF-2
39,66	38,96	38,27	37,59	36,93	36,28	35,63	35,	34,39	33,78	33,18	Palo Azul PGE
2,75	2,7	2,65	2,61	2,56	2,51	2,47	2,43	2,38	2,34	2,3	PBHI-INCHI A
0,6	0,59	0,58	0,57	0,56	0,55	0,54	0,53	0,52	0,51	0,5	PBHI-INCHI B
0,93	0,92	0,9	0,88	0,87	0,85	0,84	0,82	0,81	0,79	0,78	Pucuna
0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16	0,15	0,15	Bermejo Norte 19
0,55	0,54	0,53	0,52	0,51	0,5	0,49	0,49	0,48	0,47	0,46	Subestaci3n 4B
0,86	0,85	0,83	0,82	0,8	0,79	0,77	0,76	0,75	0,73	0,72	Estaci3n Rayo
0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16	0,15	0,15	Bermejo Este
0,43	0,42	0,42	0,41	0,4	0,39	0,39	0,38	0,37	0,37	0,36	Estaci3n Sur
0,35	0,34	0,33	0,33	0,32	0,32	0,31	0,31	0,3	0,3	0,29	Estaci3n Norte
1,27	1,24	1,22	1,2	1,18	1,16	1,14	1,12	1,1	1,08	1,06	Bermejo Sur 1008
1,03	1,01	0,99	0,97	0,96	0,94	0,92	0,91	0,89	0,88	0,86	Bermejo Sur 12
3,48	3,42	3,36	3,3	3,24	3,18	3,13	3,07	3,02	2,96	2,91	Tetete
1,82	1,78	1,75	1,72	1,69	1,66	1,63	1,6	1,58	1,55	1,52	Planta de Agua
13,11	12,88	12,65	12,43	12,21	11,99	11,78	11,57	11,37	11,17	10,97	Guanta
0,16	0,15	0,15	0,15	0,14	0,14	0,14	0,14	0,13	0,13	0,13	Estaci3n Dayuma
0,69	0,68	0,67	0,66	0,65	0,63	0,62	0,61	0,6	0,59	0,58	Estacion ENO
0,26	0,26	0,25	0,25	0,24	0,24	0,24	0,23	0,23	0,22	0,22	Estacion Ron
8,965	8,806	8,651	8,498	8,347	8,2	8,055	7,912	7,772	7,635	7,5	Arcolands Shushufindi
6,216	6,106	5,998	5,892	5,787	5,685	5,585	5,486	5,389	5,294	5,2	RS Roth Shushufindi Drago N1
8,367	8,219	8,074	7,931	7,791	7,653	7,518	7,385	7,254	7,126	7,	RS Roth Aguatico
7,172	7,045	6,92	6,798	6,678	6,56	6,444	6,33	6,218	6,108	6,	Justice Shushufindi Sur
38,752	38,067	37,393	36,732	36,083	35,445	34,818	34,202	33,598	33,004	32,42	Secoya
12,132	11,918	11,707	11,5	11,297	11,097	10,901	10,708	10,519	10,333	10,15	Lago Agrio
11,953	11,742	11,534	11,33	11,13	10,933	10,74	10,55	10,363	10,18	10,	Shushufindi
5,977	5,871	5,767	5,665	5,565	5,466	5,37	5,275	5,182	5,09	5,	Justice Lago Agrio
30,839	30,294	29,758	29,232	28,715	28,207	27,708	27,218	26,737	26,264	25,8	Sacha
5,977	5,871	5,767	5,665	5,565	5,466	5,37	5,275	5,182	5,09	5,	Justice Sacha
7,172	7,045	6,92	6,798	6,678	6,56	6,444	6,33	6,218	6,108	6,	Justice Culebra
0,335	0,329	0,323	0,317	0,312	0,306	0,301	0,295	0,29	0,285	0,28	Pacayacu
1,267	1,245	1,223	1,201	1,18	1,159	1,138	1,118	1,099	1,079	1,06	Frontera
0,203	0,2	0,196	0,193	0,189	0,186	0,183	0,179	0,176	0,173	0,17	Pichincha
3,933	3,863	3,795	3,728	3,662	3,597	3,533	3,471	3,41	3,349	3,29	Yuca
6,371	6,258	6,148	6,039	5,932	5,827	5,724	5,623	5,524	5,426	5,33	Sardinas
3,06	3,006	2,953	2,901	2,849	2,799	2,749	2,701	2,653	2,606	2,56	Pbramo
4,016	3,945	3,875	3,807	3,74	3,673	3,609	3,545	3,482	3,42	3,36	Cayagama
7,339	7,209	7,082	6,957	6,834	6,713	6,594	6,478	6,363	6,251	6,14	Amazonas
13,387	13,151	12,918	12,69	12,465	12,245	12,028	11,816	11,607	11,402	11,2	CELEC SACHA
0,442	0,434	0,427	0,419	0,412	0,405	0,397	0,39	0,383	0,377	0,37	Panel Fotovoltaico
0,287	0,282	0,277	0,272	0,267	0,262	0,258	0,253	0,249	0,244	0,24	Taisha
9,299	9,135	8,973	8,815	8,659	8,506	8,355	8,208	8,063	7,92	7,78	Agip Oil - Sarayacu
3,873	3,804	3,737	3,671	3,606	3,542	3,48	3,418	3,358	3,298	3,24	Tapi

Tabla A3: Demanda activa proyectada [MW] (2017 – 2027)

B. Regulación de voltaje

Líneas de 230 [KV]

La Tabla B1 muestra el detalle de la demanda equivalente (puntual y aguas abajo) en cada barra principal del anillo diseñado.

LÍNEA	SUBESTACIÓN DE RECEPCIÓN	NIVEL DE VOLTAJE [KV]	DEMANDA DE BARRA [MW]	GENERACIÓN DE BARRA [MW]	DEMANDA DE BARRA Y AGUAS ABAJO [MW]	GENERACIÓN DE BARRA Y AGUAS ABAJO [MW]	DEMANDA TOTAL [MW]
SHUSHUFINDI-TPP	TPP	230	148,47	80,72	679,94	349,36	330,58
TPP-CUYABENO	CUYABENO	138	48,86	15,32	48,86	15,32	33,54
TPP-INDILLANA	INDILLANA	230	156,09	96,37	531,47	268,64	262,83
INDILLANA-EDEN YUTURI	EDEN YUTURI	138	93,97	69,78	93,97	69,78	24,19
INDILLANA-FRANCISCO DE ORELLANA	FRANCISCO DE ORELLANA	230	375,38	172,27	375,38	172,27	203,11
FRANCISCO DE ORELLANA-OSO	OSO	138	103,49	41,71	320,59	172,27	148,32
OSO-YURALPA	YURALPA	138	67,02	36,23	217,1	130,56	86,54
YURALPA-REPSOL	REPSOL	138	150,08	94,33	150,08	94,33	55,75

Tabla B1: Demanda activa considerada para la regulación de voltaje

La Tabla B2 muestra la regulación de voltaje calculada para el tramo Shushufindi – TPP.

LÍNEA SHUSHUFINDI - TPP CONFIGURACIÓN	CONDUCTOR [%]		
	ACAR 750	ACAR 1200	BLUEJAY
DISPOSICIÓN HORIZONTAL, UNA TERNA UN CONDUCTOR POR FASE	9,68	8,56	8,51
DISPOSICIÓN HORIZONTAL, UNA TERNA DOS CONDUCTORES POR FASE	6,29	5,72	5,7
DISPOSICIÓN VERTICAL, UNA TERNA UN CONDUCTOR POR FASE	9,28	8,15	8,1
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (CUADRADA)	4,32	3,76	3,74
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (TRIANGULAR)	4,32	3,76	3,74

Tabla B2: Regulación de voltaje calculada para el tramo Shushufindi – TPP

La Tabla B3 muestra la regulación de voltaje calculada para el tramo TPP – Indillana.

LÍNEA TPP - INDILLANA CONFIGURACIÓN	CONDUCTOR [%]		
	ACAR 750	ACAR 1200	BLUEJAY
DISPOSICIÓN HORIZONTAL, UNA TERNA UN CONDUCTOR POR FASE	6,85	6,04	6,
DISPOSICIÓN HORIZONTAL, UNA TERNA DOS CONDUCTORES POR FASE	4,46	4,06	4,04
DISPOSICIÓN VERTICAL, UNA TERNA UN CONDUCTOR POR FASE	6,57	5,76	5,73
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (CUADRADA)	3,09	2,69	2,67
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (TRIANGULAR)	3,09	2,69	2,67

Tabla B3: Regulación de voltaje calculada para el tramo TPP – Indillana

La Tabla B4 muestra la regulación de voltaje calculada para el tramo Indillana – Francisco de Orellana.

LÍNEA INDILLANA - FCO. DE ORELLANA CONFIGURACIÓN	CONDUCTOR [%]		
	ACAR 750	ACAR 1200	BLUEJAY
DISPOSICIÓN HORIZONTAL, UNA TERNA UN CONDUCTOR POR FASE	8,79	7,76	7,71
DISPOSICIÓN HORIZONTAL, UNA TERNA DOS CONDUCTORES POR FASE	5,71	5,2	5,18
DISPOSICIÓN VERTICAL, UNA TERNA UN CONDUCTOR POR FASE	8,42	7,39	7,35
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (CUADRADA)	3,93	3,42	3,4
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (TRIANGULAR)	3,93	3,42	3,4

Tabla B4: Regulación de voltaje calculada para el tramo Indillana – Francisco de Orellana

Líneas de 138 [KV]

La Tabla B5, B6, B7, B8 y B9 muestran la regulación de voltaje calculada para los tramos TPP – Cuyabeno, Indillana – Eden Yuturi, Francisco de Orellana – Oso, Oso – Yuralpa y Yuralpa – REPSOL, respectivamente.

LÍNEA TPP - CUYABENO CONFIGURACIÓN	CONDUCTOR [%]		
	BRANT	FLICKER	ROOK
DISPOSICIÓN HORIZONTAL, UNA TERNA UN CONDUCTOR POR FASE	2,42	2,24	2,03
DISPOSICIÓN HORIZONTAL, UNA TERNA DOS CONDUCTORES POR FASE	1,52	1,43	1,32
DISPOSICIÓN VERTICAL, UNA TERNA UN CONDUCTOR POR FASE	2,34	2,17	1,95
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (CUADRADA)	1,14	1,05	0,94
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (TRIANGULAR)	1,14	1,05	0,94

Tabla B5: Regulación de voltaje calculada para el tramo TPP – Cuyabeno

LÍNEA INDILLANA - EDEN YUTURI CONFIGURACIÓN	CONDUCTOR [%]		
	BRANT	FLICKER	ROOK
DISPOSICIÓN HORIZONTAL, UNA TERNA UN CONDUCTOR POR FASE	2,87	2,66	2,4
DISPOSICIÓN HORIZONTAL, UNA TERNA DOS CONDUCTORES POR FASE	1,8	1,7	1,57
DISPOSICIÓN VERTICAL, UNA TERNA UN CONDUCTOR POR FASE	2,78	2,57	2,31
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (CUADRADA)	1,35	1,24	1,11
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (TRIANGULAR)	1,34	1,24	1,11

Tabla B6: Regulación de voltaje calculada para el tramo Indillana – Eden Yuturi

LÍNEA FRANCISCO DE ORELLANA - OSO CONFIGURACIÓN	CONDUCTOR [%]		
	BRANT	FLICKER	ROOK
DISPOSICIÓN HORIZONTAL, UNA TERNA UN CONDUCTOR POR FASE	14,51	13,56	12,37
DISPOSICIÓN HORIZONTAL, UNA TERNA DOS CONDUCTORES POR FASE	9,07	8,59	7,99
DISPOSICIÓN VERTICAL, UNA TERNA UN CONDUCTOR POR FASE	13,99	13,04	11,84
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (CUADRADA)	6,57	6,09	5,48
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (TRIANGULAR)	6,57	6,09	5,48

Tabla B7: Regulación de voltaje calculada para el tramo Francisco de Orellana

LÍNEA OSO - YURALPA CONFIGURACIÓN	CONDUCTOR [%]		
	BRANT	FLICKER	ROOK
DISPOSICIÓN HORIZONTAL, UNA TERNA UN CONDUCTOR POR FASE	10,2	9,52	8,65
DISPOSICIÓN HORIZONTAL, UNA TERNA DOS CONDUCTORES POR FASE	6,39	6,04	5,61
DISPOSICIÓN VERTICAL, UNA TERNA UN CONDUCTOR POR FASE	9,85	9,16	8,3
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (CUADRADA)	4,67	4,32	3,89
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (TRIANGULAR)	4,67	4,32	3,89

Tabla B8: Regulación de voltaje calculada para el tramo Oso – Yuralpa

LÍNEA YURALPA - REPSOL CONFIGURACIÓN	CONDUCTOR [%]		
	BRANT	FLICKER	ROOK
DISPOSICIÓN HORIZONTAL, UNA TERNA UN CONDUCTOR POR FASE	16,85	15,76	14,39
DISPOSICIÓN HORIZONTAL, UNA TERNA DOS CONDUCTORES POR FASE	10,52	9,97	9,28
DISPOSICIÓN VERTICAL, UNA TERNA UN CONDUCTOR POR FASE	16,23	15,15	13,77
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (CUADRADA)	7,6	7,04	6,34
DISPOSICIÓN VERTICAL, DOS TERNAS UN CONDUCTOR POR FASE (TRIANGULAR)	7,6	7,04	6,34

Tabla B9: Regulación de voltaje calculada para el tramo Yuralpa – REPSOL

C. Conductor económico

Líneas de 230 [KV]

La Tabla C1 muestra el cálculo del conductor económico del tramo Shushufindi – TPP.

ALTERNATIVA	A1	A2	A3	
CONDUCTORES	ACAR 750	ACAR 1200	BLUEJAY	
# DE CIRCUITOS	2	2	2	
RESISTENCIA	[ohm/Km]	0,0816	0,051	0,0507
	[ohm]	1,91	1,19	1,18
PÉRDIDAS DE POTENCIA [KW]	2.278,74	1.424,21	1.415,84	
PÉRDIDAS DE ENERGÍA [KW-h]	19.961.770,3	12.476.106,44	12.402.717,57	
COSTO PÉRDIDA POTENCIA [\$]	18.229,93	11.393,7	11.326,68	
COSTO PÉRDIDA ENERGÍA [\$]	1.061.966,18	663.728,86	659.824,57	
COSTO TOTAL [\$]	1.080.196,11	675.122,57	671.151,26	
VAN [\$]	7.248.203,8	4.530.127,38	4.503.479,57	
INVERSIÓN LÍNEA	[\$/Km]	9.242,	14.677,	15.330,
	[\$]	2.589.608,4	4.112.495,4	4.295.466,
OTROS COSTOS [\$]	5.754.685,33	9.138.878,67	9.545.480,	
COSTO TOTAL [\$]	8.344.293,73	13.251.374,07	13.840.946,	
INVERSIÓN TOTAL [\$]	15.592.497,54	17.781.501,44	18.344.425,57	

Tabla C1: Conductor económico del tramo Shushufindi – TPP

La Figura AC.1 muestra los resultados del cálculo del conductor económico del tramo Shushufindi – TPP.

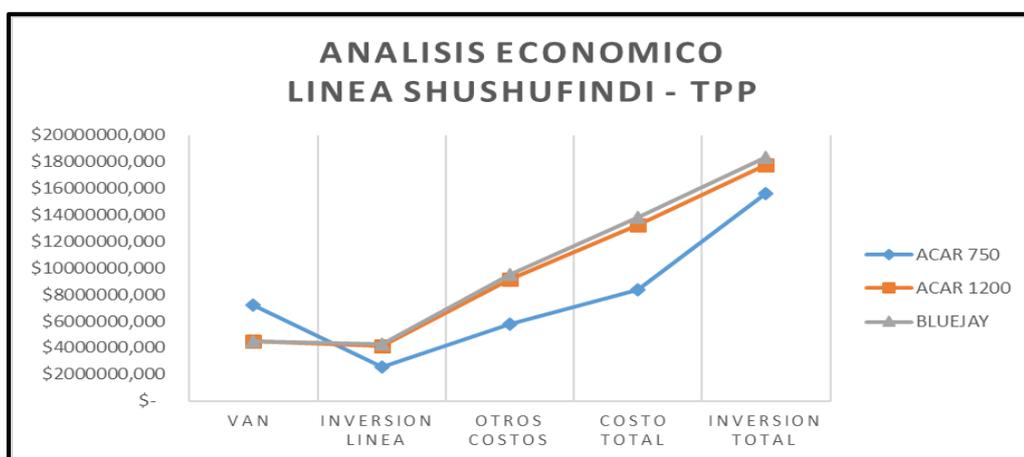


Figura AC.1: Conductor económico del tramo Shushufindi – TPP

La Tabla C2, nos muestra el cálculo del conductor económico del tramo TPP – Indillana.

ALTERNATIVA	A1	A2	A3	
CONDUCTORES	ACAR 750	ACAR 1200	BLUEJAY	
# DE CIRCUITOS	2	2	2	
RESISTENCIA	[ohm/Km]	0,0816	0,051	0,0507
	[ohm]	1,74	1,09	1,08
PÉRDIDAS DE POTENCIA [KW]	1.313,97	821,23	816,4	
PÉRDIDAS DE ENERGÍA [KW-h]	11.510.349,	7.193.968,12	7.151.650,66	
COSTO PÉRDIDA POTENCIA [\$]	10.511,73	6.569,83	6.531,19	
COSTO PÉRDIDA ENERGÍA [\$]	612.350,57	382.719,1	380.467,82	
COSTO TOTAL [\$]	622.862,3	389.288,94	386.999,	
VAN [\$]	4.179.456,74	2.612.160,46	2.596.794,81	
INVERSIÓN LÍNEA	[\$/Km]	9.242,	14.677,	15.330,
	[\$]	2.362.255,2	3.751.441,2	3.918.348,
OTROS COSTOS [\$]	5.249.456,	8.336.536,	8.707.440,	
COSTO TOTAL [\$]	7.611.711,2	12.087.977,2	12.625.788,	
INVERSIÓN TOTAL [\$]	11.791.167,94	14.700.137,66	15.222.582,81	

Tabla C2: Conductor económico del tramo TPP – Indillana

La Figura AC.2 muestra los resultados del cálculo del conductor económico del tramo TPP – Indillana.

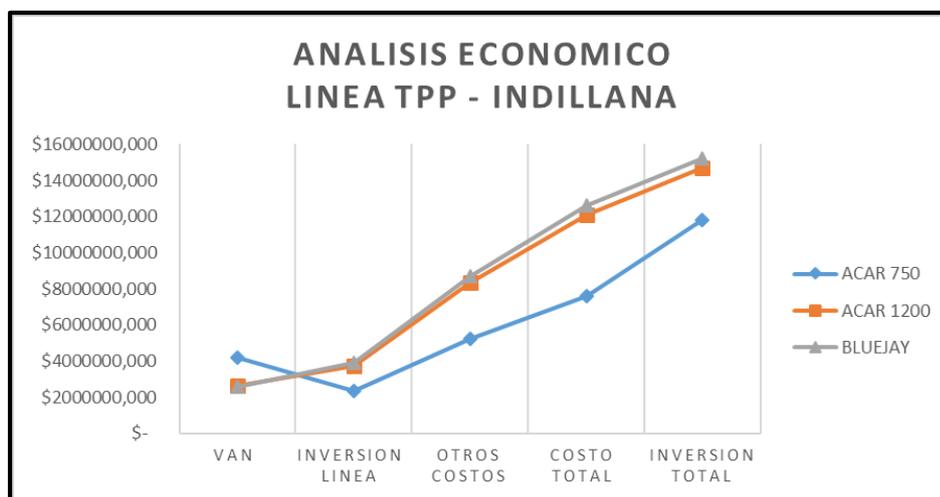


Figura AC.2: Conductor económico del tramo TPP – Indillana

La Tabla C3 muestra el cálculo del conductor económico del tramo Indillana – Francisco de Orellana.

ALTERNATIVA	A1	A2	A3	
CONDUCTORES	ACAR 750	ACAR 1200	BLUEJAY	
# DE CIRCUITOS	2	2	2	
RESISTENCIA	[ohm/Km]	0,0816	0,051	0,0507
	[ohm]	2,83	1,77	1,76
PÉRDIDAS DE POTENCIA [KW]	1.276,5	797,81	793,12	
PÉRDIDAS DE ENERGÍA [KW-h]	11.182.138,56	6.988.836,6	6.947.725,8	
COSTO PÉRDIDA POTENCIA [\$]	10.212,	6.382,5	6.344,96	
COSTO PÉRDIDA ENERGÍA [\$]	594.889,77	371.806,11	369.619,01	
COSTO TOTAL [\$]	605.101,77	378.188,61	375.963,97	
VAN [\$]	4.060.282,13	2.537.676,33	2.522.748,83	
INVERSIÓN LÍNEA	[\$/Km]	9.242,	14.677,	15.330,
	[\$]	3.842.823,6	6.102.696,6	6.374.214,
OTROS COSTOS [\$]	8.539.608,	13.561.548,	14.164.920,	
COSTO TOTAL [\$]	12.382.431,6	19.664.244,6	20.539.134,	
INVERSIÓN TOTAL [\$]	16.442.713,73	22.201.920,93	23.061.882,83	

Tabla C3: Conductor económico del tramo Indillana – Francisco de Orellana

El grafico AC.3 muestra los resultados del cálculo del conductor económico del tramo Indillana – Francisco de Orellana.

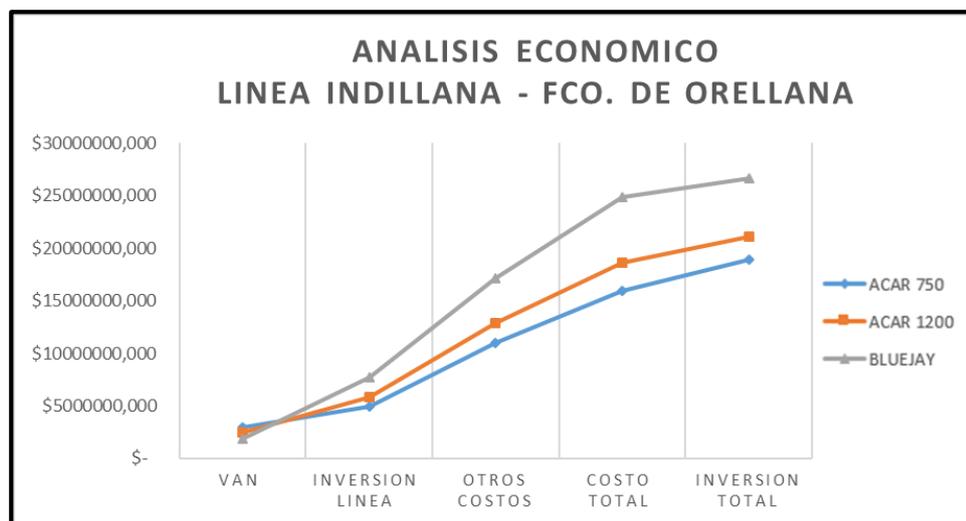


Figura AC.3: Conductor económico del tramo Indillana – Francisco de Orellana

Líneas de 138 [KV]

La Tabla C4 muestra el cálculo del conductor económico del tramo TPP – Cuyabeno.

ALTERNATIVA	A1	A2	A3
CONDUCTORES	BRANT	FLICKER	ROOK
# DE CIRCUITOS	2	2	2
RESISTENCIA [ohm/Km]	0,141	0,117	0,0879
[ohm]	2,5874	2,147	1,613
PÉRDIDAS DE POTENCIA [KW]	88,4797	73,4193	55,1586
PÉRDIDAS DE ENERGÍA [KW-h]	775.082,009	643.153,157	483.189,423
COSTO PÉRDIDA POTENCIA [\$]	707,8375	587,3545	441,2689
COSTO PÉRDIDA ENERGÍA [\$]	41.234,3629	34.215,7479	25.705,6773
COSTO TOTAL [\$]	41.942,2004	34.803,1024	26.146,9462
VAN [\$]	281.435,578	233.531,65	175.448,137
INVERSIÓN LÍNEA [\$ /Km]	5.931,	6.942,	9.242,
[\$]	1.306.006,2	1.528.628,4	2.035.088,4
OTROS COSTOS [\$]	2.902.236,	3.396.952,	4.522.418,67
COSTO TOTAL [\$]	4.208.242,2	4.925.580,4	6.557.507,07
INVERSIÓN TOTAL [\$]	4.489.677,78	5.159.112,05	6.732.955,2

Tabla C4: Conductor económico del tramo TPP – Cuyabeno

La Figura AC.4 muestra los resultados del cálculo del conductor económico del tramo TPP – Cuyabeno.

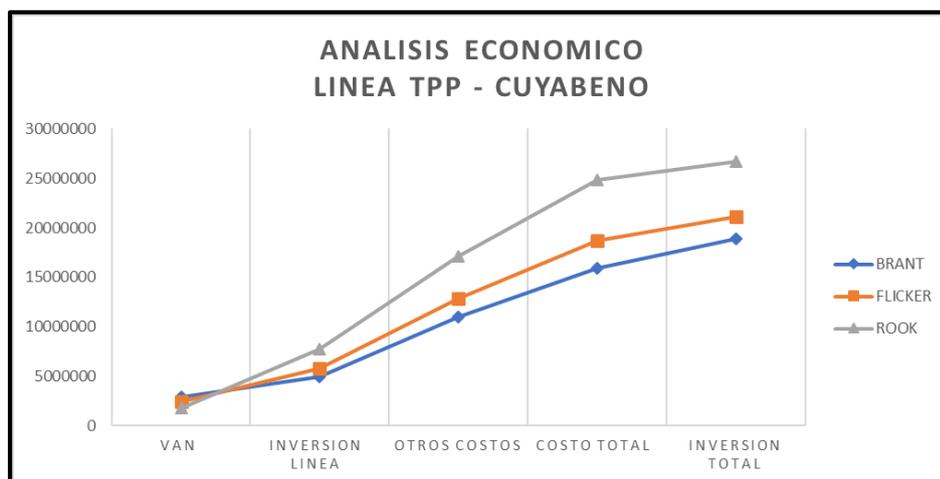


Figura AC.4: Conductor económico del tramo TPP – Cuyabeno

La Tabla C5 muestra el cálculo del conductor económico del tramo Indillana – Eden Yuturi.

ALTERNATIVA	A1	A2	A3
CONDUCTORES	BRANT	FLICKER	ROOK
# DE CIRCUITOS	2	2	2
RESISTENCIA [ohm/Km]	0,141	0,117	0,0879
[ohm]	4,23	3,51	2,637
PÉRDIDAS DE POTENCIA [KW]	75,2444	62,4369	46,9077
PÉRDIDAS DE ENERGÍA [KW-h]	659.141,207	546.946,959	410.911,433
COSTO PÉRDIDA POTENCIA [\$]	601,9554	499,4949	375,2616
COSTO PÉRDIDA ENERGÍA [\$]	35.066,3122	29.097,5782	21.860,4882
COSTO TOTAL [\$]	35.668,2676	29.597,0731	22.235,7498
VAN [\$]	239.336,979	198.598,77	149.203,691
INVERSIÓN LÍNEA [\$ /Km]	5.931,	6.942,	9.242,
[\$]	2.135.160,	2.499.120,	3.327.120,
OTROS COSTOS [\$]	4.744.800,	5.553.600,	7.393.600,
COSTO TOTAL [\$]	6.879.960,	8.052.720,	10.720.720,
INVERSIÓN TOTAL [\$]	7.119.296,98	8.251.318,77	10.869.923,7

Tabla C5: Conductor económico del tramo Indillana – Eden Yuturi

La Figura AC.5 muestra los resultados del cálculo del conductor económico del tramo Indillana – Eden Yuturi.

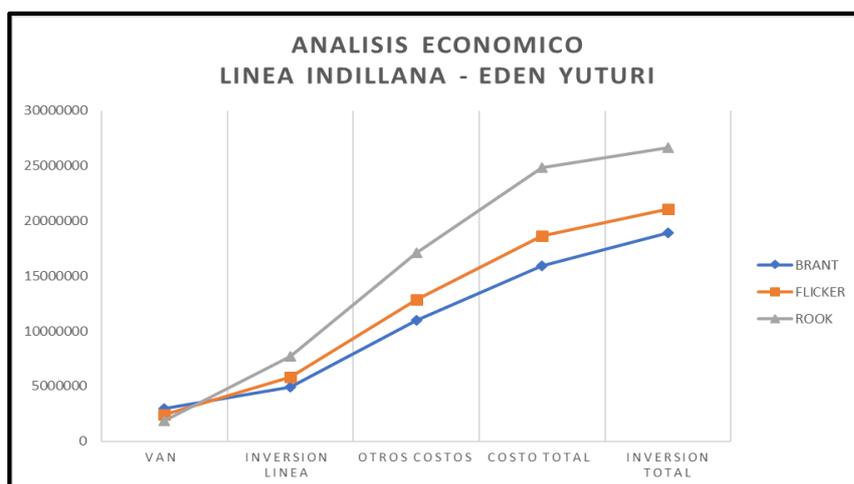


Figura AC.5: Conductor económico del tramo Indillana – Eden Yuturi

La tabla C6 muestra el cálculo del conductor económico del tramo Francisco de Orellana – Oso.

ALTERNATIVA	A1	A2	A3	
CONDUCTORES	BRANT	FLICKER	ROOK	
# DE CIRCUITOS	2	2	2	
RESISTENCIA	[ohm/Km]	0,141	0,117	0,0879
	[ohm]	3,2642	2,7086	2,0349
PÉRDIDAS DE POTENCIA [KW]	2.182,8897	1.811,334	1.360,8227	
PÉRDIDAS DE ENERGÍA [KW-h]	19.122.113,9	15.867.286,	11.920.807,2	
COSTO PÉRDIDA POTENCIA [\$]	17.463,1177	14.490,6721	10.886,5819	
COSTO PÉRDIDA ENERGÍA [\$]	1.017.296,46	844.139,615	634.186,941	
COSTO TOTAL [\$]	1.034.759,58	858.630,287	645.073,523	
VAN [\$]	6.943.320,98	5.761.479,12	4.328.495,85	
INVERSIÓN LÍNEA	[\$/Km]	5.931,	6.942,	9.242,
	[\$]	1.647.631,8	1.928.487,6	2.567.427,6
OTROS COSTOS [\$]	3.661.404,	4.285.528,	5.705.394,67	
COSTO TOTAL [\$]	5.309.035,8	6.214.015,6	8.272.822,27	
INVERSIÓN TOTAL [\$]	12.252.356,8	11.975.494,7	12.601.318,1	

Tabla C6: Conductor económico del tramo Francisco de Orellana – Oso

La Figura AC.6 muestra los resultados del cálculo del conductor económico del tramo Francisco de Orellana – Oso.

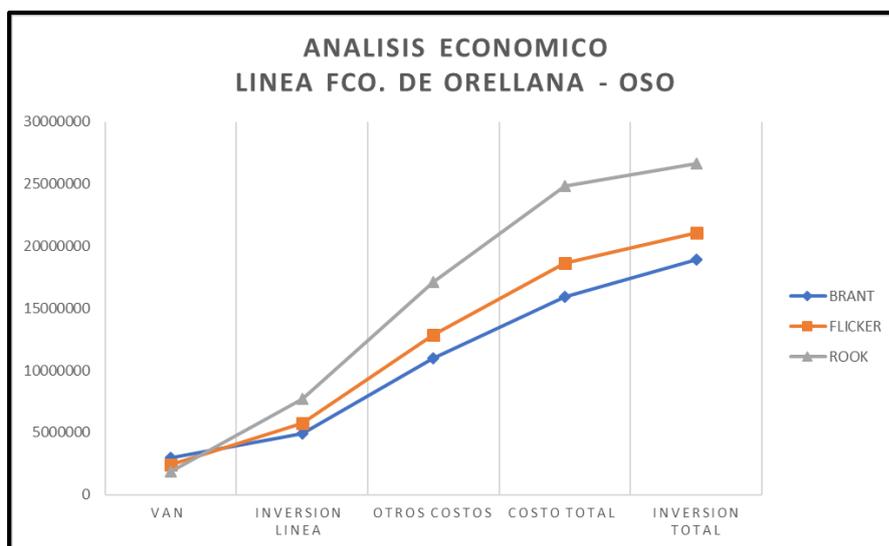


Figura AC.6: Conductor económico del tramo Francisco de Orellana – Oso

La Tabla C7 muestra el cálculo del conductor económico del tramo Oso – Yuralpa.

ALTERNATIVA	A1	A2	A3
CONDUCTORES	BRANT	FLICKER	ROOK
# DE CIRCUITOS	2	2	2
RESISTENCIA [ohm/Km]	0,141	0,117	0,0879
[ohm]	4,0185	3,3345	2,5052
PÉRDIDAS DE POTENCIA [KW]	914,8713	759,1485	570,3347
PÉRDIDAS DE ENERGÍA [KW-h]	8.014.272,65	6.650.141,13	4.996.131,67
COSTO PÉRDIDA POTENCIA [\$]	7.318,9705	6.073,1883	4.562,6773
COSTO PÉRDIDA ENERGÍA [\$]	426.359,305	353.787,508	265.794,205
COSTO TOTAL [\$]	433.678,275	359.860,696	270.356,882
VAN [\$]	2.910.016,53	2.414.694,57	1.814.116,69
INVERSIÓN LÍNEA [\$ /Km]	5.931,	6.942,	9.242,
[\$]	2.028.402,	2.374.164,	3.160.764,
OTROS COSTOS [\$]	4.507.560,	5.275.920,	7.023.920,
COSTO TOTAL [\$]	6.535.962,	7.650.084,	10.184.684,
INVERSIÓN TOTAL [\$]	9.445.978,53	10.064.778,6	11.998.800,7

Tabla C7: Conductor económico del tramo Oso – Yuralpa

La Figura AC.7, nos muestra los resultados del cálculo del conductor económico del tramo Oso – Yuralpa.

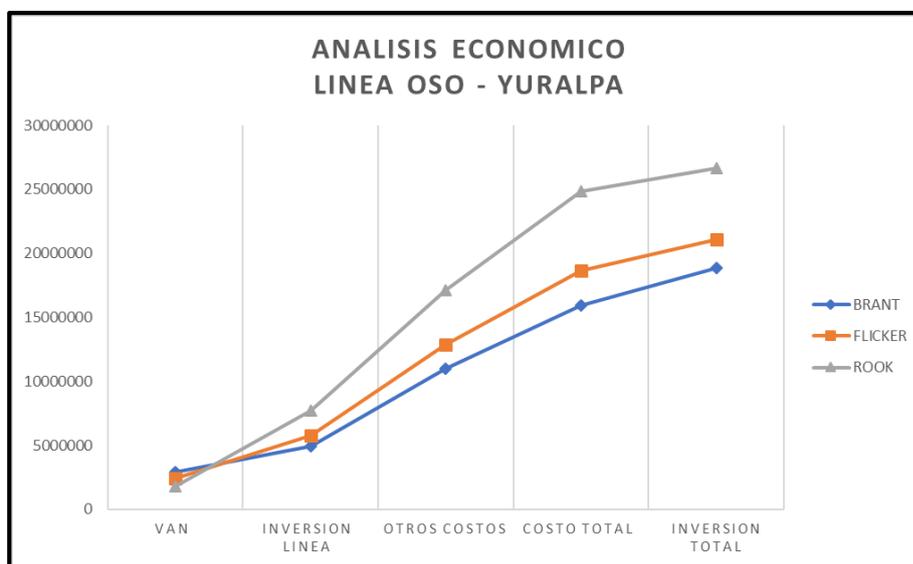


Figura AC.7: Conductor económico del tramo Oso – Yuralpa

La Tabla C8 muestra el cálculo del conductor económico del tramo Yuralpa – REPSOL.

ALTERNATIVA	A1	A2	A3	
CONDUCTORES	BRANT	FLICKER	ROOK	
# DE CIRCUITOS	2	2	2	
RESISTENCIA	[ohm/Km]	0,141	0,117	0,0879
	[ohm]	9,7995	8,1315	6,1091
PÉRDIDAS DE POTENCIA [KW]	925,8826	768,2855	577,1991	
PÉRDIDAS DE ENERGÍA [KW-h]	8.110.731,4	6.730.181,38	5.056.264,47	
COSTO PÉRDIDA POTENCIA [\$]	7.407,0606	6.146,2844	4.617,5931	
COSTO PÉRDIDA ENERGÍA [\$]	431.490,911	358.045,649	268.993,27	
COSTO TOTAL [\$]	438.897,971	364.191,934	273.610,863	
VAN [\$]	2.945.041,11	2.443.757,52	1.835.951,16	
INVERSIÓN LÍNEA	[\$/Km]	5.931,	6.942,	9.242,
	[\$]	4.946.454,	5.789.628,	7.707.828,
OTROS COSTOS [\$]	10.992.120,	12.865.840,	17.128.506,7	
COSTO TOTAL [\$]	15.938.574,	18.655.468,	24.836.334,7	
INVERSIÓN TOTAL [\$]	18.883.615,1	21.099.225,5	26.672.285,8	

Tabla C8: Conductor económico del tramo Yuralpa – REPSOL

La Figura AC.8 muestra los resultados del cálculo del conductor económico del tramo Yuralpa – REPSOL.

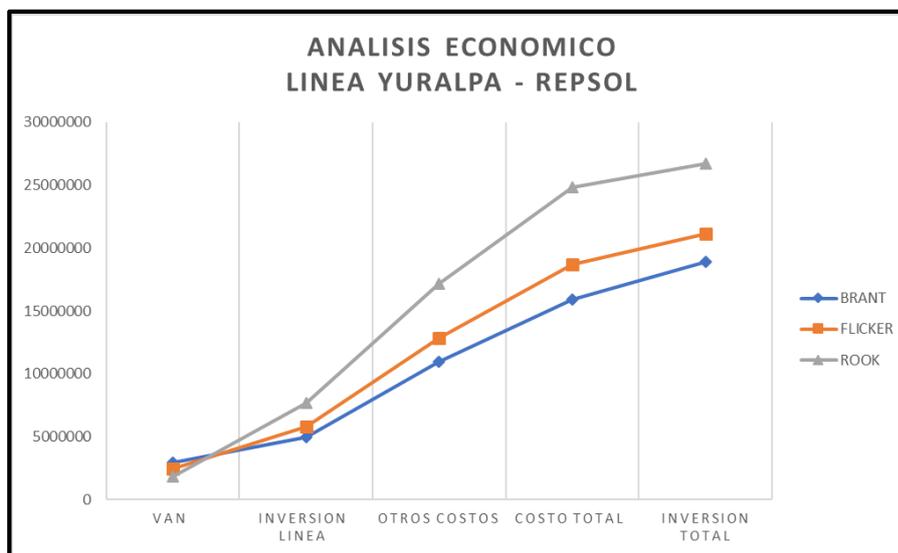


Figura AC.8: Conductor económico del tramo Yuralpa – REPSOL

D. Calculo mecánico de las torres y postes

Las Figuras AD.1 a AD.3 muestran las características de los tipos de herrajes utilizados.

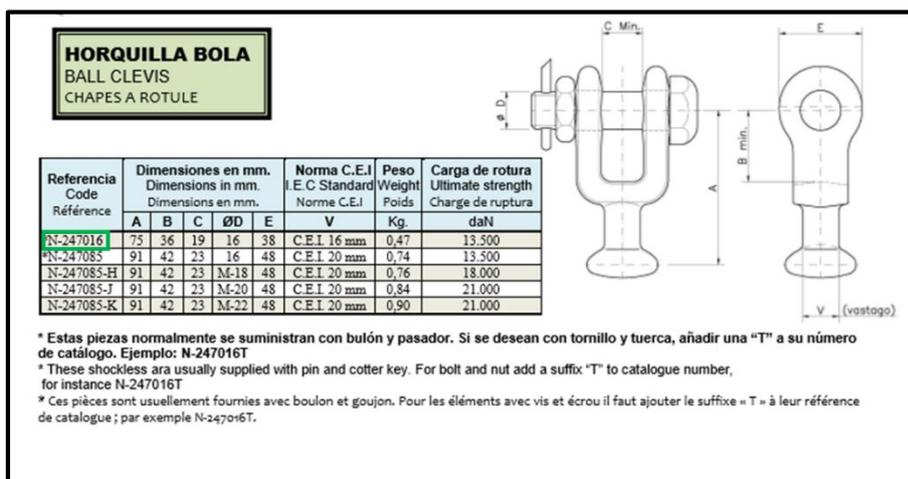


Figura AD.1: Característica de la horquilla bola

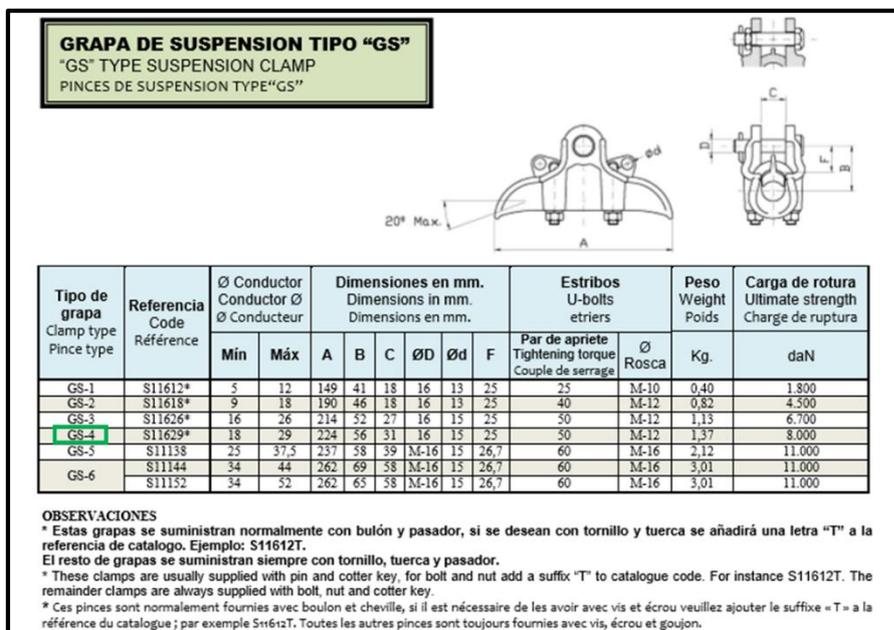


Figura AD.2: Característica de la grapa de suspensión

ROTULA CORTA SOCKET EYE BALL SOCKETS								
TIPO	Referencia Code Référence	Dimensiones en mm. Dimensions in mm. Dimensions en mm.				Norma C.E.I I.E.C Standard Norme C.E.I	Peso Weight Poids	Carga de rotura Ultimate strength Charge de rupture
		A	ØD	E	F			
R-16	N-243062/16	64	17,5	16,5	22,5	C.E.I. 16 mm.	0,58	13.500
-	N-243062/20	64	17,5	190,5	22,5		0,62	13.500
R-16A	N-243062/24	64	17,5	24,5	22,5		0,65	13.500
-	N-243062/32	64	17,5	32,5	23		0,74	13.500
-	N-243062/36	64	17,5	36,5	23		0,76	13.500
-	N-243062/44	64	17,5	44,5	23		0,80	13.500
-	N-243062/52	64	17,5	52,5	23		0,85	13.500

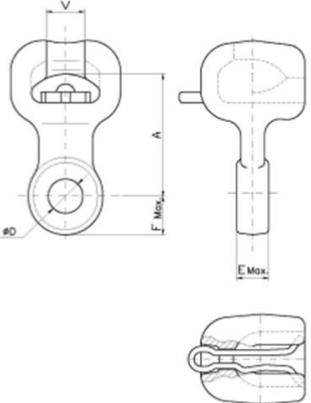


Figura AD.3: Característica de la rótula corta

Torres de 230 y 138 [KV]

Las Tablas D1 a D8 muestran las distancias de las torres de las líneas Shushufindi – TPP, TPP – Indillana, Indillana – Francisco de Orellana, TPP – Cuyabeno, Indillana – Eden Yuturi, Francisco de Orellana – Oso, Oso – Yuralpa y Yuralpa – Repsol, respectivamente. Los cálculos realizados están dimensionados para el caso de corrección por BIL (12 aisladores para 230 [KV] y 8 para 138 [KV]).

Postes de 69 [KV]

Para obtener la altura de los postes de 69 [KV] debemos calcular algunos parámetros.

La densidad relativa de los tramos de 138 [KV] están detallados en la Tabla D9, los cuales definen las de los recorridos de 69 [KV].

LÍNEA	ALTITUD [m.s.n.m.]	DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE
Francisco Orellana-Oso	0,9645	0,9645
Oso-Yuralpa	0,958	0,958
Yuralpa - Repsol YPF	0,9608	0,9608

Tabla D9: Densidad relativa de los tramos de 138 [KV]

Para calcular el número de aisladores utilizamos las distancias de fuga estándar:

- Para aisladores normales, 29,21 [cm]
- Para aisladores neblineros, 43,18 [cm]

Utilizamos la Tabla D10, de las distancias de fuga por tipo de ambiente.

CLASE	GRADO DE CONTAMINACIÓN	DISTANCIA DE FUGA ENTRE FASES [cm/KV]
A	Atmósfera limpia	1,20 a 1,25
B	Poca contaminación	1,50 a 1,55
C	Contaminación moderada	1,90 a 2,00
D	Contaminación severa	2,50 a 2,60
E	Precipitación de sales	3,00 a 3,20

Tabla D10: Distancias de fuga por tipo de ambiente

Entonces:

$$2 \left[\frac{\text{cm}}{\text{KV}} \right] \cdot 69 [\text{KV}] \cdot 1,1 = 151,8 [\text{cm}]$$

Y el número de aisladores necesarios deberá ser:

$$N_a = \frac{151,8 [\text{cm}]}{29,21 [\text{cm}]} = 5,196 = 6 \text{ aisladores}$$

La longitud total de la cadena de aisladores es la suma de todos los aisladores necesarios para soportar el nivel de tensión y los herrajes necesarios para la conexión entre los diferentes aisladores. Para el cálculo de la longitud de los aisladores totales usamos la ecuación 2.43 y para la longitud de la cadena de aisladores la fórmula 2.45. Por lo que $C_a = 1606$ [mm].

El herraje es la suma entre la horquilla de bola, grapa de suspensión y la rótula corta (ecuación 2.44). Donde hemos considerado:

- Horquilla de bola: 82 [mm]
- Grapa de suspensión: 76,2 [mm]
- Rotula corta: 50,5 [mm]

Entonces:

$$H_e = 208.7 \text{ [mm]}$$

Por lo tanto:

$$L_c = 1,814 \text{ [m]}$$

La distancia conveniente entre fases se la puede determinar mediante la fórmula 2.47, donde $K = 0.75$ para la disposición vertical.

Para la flecha máxima usamos la ecuación 2.46 y el conductor que hemos escogido es el ACAR 550 MCM (18/19) con su respectivo peso y carga de rotura. El vano que tomaremos en cuenta es de 100 [m]. Por lo que, $F_{\max} = 0,7308$ [m].

Entonces la distancia vertical entre fases $D_v = 1,6751$ [m].

Para la longitud de la cruceta utilizamos la igualdad 2.49, y $G = 2,0976$ [m].

En este caso elegimos la cruceta de mayor dimensión por motivo de seguridad.

Los cálculos de las distancias del hilo de guarda vienen dados por 2.55 y 2.56, así $D_{tc} = 3,5512$ [m].

La distancia mínima del conductor al suelo, a través de 2.55, $D_{mcs} = 6,07$ [m].

Entonces la altura total del poste, mediante la ecuación 2.57, $H = 19,894$ [m], y redondeamos a 20 [m].

CÁLCULO CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS		
L:	46,7	longitud de la línea [Km]
S:	300,	vano [m]
KV:	230,	voltaje de línea
Df:	3,46	distancia de fuga aislador por tipo ambiente [cm/KV]
df:	40,7	distancia de fuga aislador [cm]
Y:	254,	altitud [m.s.n.m.]
h:	73,61	[cm Hg]
θ:	25,	[°C]
δ:	0,97	
Na:	12,	numero de aisladores
La:	146,	longitud del aislador [mm]
Ca:	1.752,	longitud total de aisladores [mm]
hb:	75,	longitud horquilla bola [mm]
rc:	64,	longitud rotula corta [mm]
gs:	56,	longitud grapa de suspensión [mm]
He:	195,	longitud herrajes [mm]
Lc:	1,95	longitud de la cadena de aisladores [m]
Fm:	6,82	flecha máxima [m]
K:	0,85	constante
Ds:	1,58	radio de separación para protección [m]
Dv:	4,1	separación vertical entre fases [m]
α:	60,	Angulo máximo de oscilación (°)
s:	4,	ancho de estructura [m]
G:	3,27	longitud cruceta [m]
Dh:	10,54	separación horizontal entre fases [m]
A:	4,03	separación cruceta inferior [m]
Dtc:	7,39	separación mínima hilo de guarda a cruceta [m]
D:	5,45	separación hilo de guarda [m]
Dmcs:	7,38	distancia mínima del conductor al suelo [m]
h:	29,65	altura de la torre
e:	4,6	
X:	36,92	franja de seguridad

Tabla D1: Distancias de la torre de la línea Shushufindi – TPP

CÁLCULO CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS		
L:	42,6	longitud de la línea [Km]
S:	300,	vano [m]
KV:	230,	voltaje de línea
Df:	3,46	distancia de fuga aislador por tipo ambiente [cm/KV]
df:	40,7	distancia de fuga aislador [cm]
Y:	248,	altitud [m.s.n.m.]
h:	73,67	[cm Hg]
θ:	25,	[°C]
δ:	0,97	
Na:	12,	numero de aisladores
La:	146,	longitud del aislador [mm]
Ca:	1.752,	longitud total de aisladores [mm]
hb:	75,	longitud horquilla bola [mm]
rc:	64,	longitud rotula corta [mm]
gs:	56,	longitud grapa de suspensión [mm]
He:	195,	longitud herrajes [mm]
Lc:	1,95	longitud de la cadena de aisladores [m]
Fm:	6,82	flecha máxima [m]
K:	0,85	constante
Ds:	1,58	radio de separación para protección [m]
Dv:	4,1	separación vertical entre fases [m]
α:	60,	Angulo máximo de oscilación (°)
s:	4,	ancho de estructura [m]
G:	3,27	longitud cruceta [m]
Dh:	10,54	separación horizontal entre fases [m]
A:	4,03	separación cruceta inferior [m]
Dtc:	7,39	separación mínima hilo de guarda a cruceta [m]
D:	5,45	separación hilo de guarda [m]
Dmcs:	7,38	distancia mínima del conductor al suelo [m]
h:	29,65	altura de la torre
e:	4,6	
X:	36,92	franja de seguridad

Tabla D2: Distancias de la torre de la línea TPP – Indillana

CÁLCULO CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS		
L:	69,	longitud de la línea [Km]
S:	300,	vano [m]
KV:	230,	voltaje de línea
Df:	3,46	distancia de fuga aislador por tipo ambiente [cm/KV]
df:	40,7	distancia de fuga aislador [cm]
Y:	251,	altitud [m.s.n.m.]
h:	73,64	[cm Hg]
θ:	25,	[°C]
δ:	0,97	
Na:	12,	numero de aisladores
La:	146,	longitud del aislador [mm]
Ca:	1.752,	longitud total de aisladores [mm]
hb:	75,	longitud horquilla bola [mm]
rc:	64,	longitud rotula corta [mm]
gs:	56,	longitud grapa de suspensión [mm]
He:	195,	longitud herrajes [mm]
Lc:	1,95	longitud de la cadena de aisladores [m]
Fm:	6,82	flecha máxima [m]
K:	0,85	constante
Ds:	1,58	radio de separación para protección [m]
Dv:	4,1	separación vertical entre fases [m]
α:	60,	Angulo máximo de oscilación (°)
s:	4,	ancho de estructura [m]
G:	3,27	longitud cruceta [m]
Dh:	10,54	separación horizontal entre fases [m]
A:	4,03	separación cruceta inferior [m]
Dtc:	7,39	separación mínima hilo de guarda a cruceta [m]
D:	5,45	separación hilo de guarda [m]
Dmcs:	7,38	distancia mínima del conductor al suelo [m]
h:	29,65	altura de la torre
e:	4,6	
X:	36,92	franja de seguridad

Tabla D3: Distancias de la torre de la línea Indillana – Francisco de Orellana

CÁLCULO CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS		
L:	36,7	longitud de la línea [Km]
S:	250,	vano [m]
KV:	138,	voltaje de línea
Df:	3,46	distancia de fuga aislador por tipo ambiente [cm/KV]
df:	40,7	distancia de fuga aislador [cm]
Y:	244,	altitud [m.s.n.m.]
h:	73,71	[cm Hg]
θ:	25,	[°C]
δ:	0,97	
Na:	8,	numero de aisladores
La:	146,	longitud del aislador [mm]
Ca:	1.168,	longitud total de aisladores [mm]
hb:	75,	longitud horquilla bola [mm]
rc:	64,	longitud rotula corta [mm]
gs:	56,	longitud grapa de suspensión [mm]
He:	195,	longitud herrajes [mm]
Lc:	1,36	longitud de la cadena de aisladores [m]
Fm:	4,48	flecha máxima [m]
K:	0,85	constante
Ds:	0,95	radio de separación para protección [m]
Dv:	3,	separación vertical entre fases [m]
α:	60,	Angulo máximo de oscilación (°)
s:	3,	ancho de estructura [m]
G:	2,13	longitud cruceta [m]
Dh:	7,26	separación horizontal entre fases [m]
A:	2,81	separación cruceta inferior [m]
Dtc:	5,42	separación mínima hilo de guarda a cruceta [m]
D:	4,06	separación hilo de guarda [m]
Dmcs:	6,83	distancia mínima del conductor al suelo [m]
h:	22,36	altura de la torre
e:	4,6	
X:	28,59	franja de seguridad

Tabla D4: Distancias de la torre de la línea TPP – Cuyabeno

CÁLCULO CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS		
L:	60,	longitud de la línea [Km]
S:	250,	vano [m]
KV:	138,	voltaje de línea
Df:	3,46	distancia de fuga aislador por tipo ambiente [cm/KV]
df:	40,7	distancia de fuga aislador [cm]
Y:	234,	altitud [m.s.n.m.]
h:	74,	[cm Hg]
θ:	25,	[°C]
δ:	0,97	
Na:	8,	numero de aisladores
La:	146,	longitud del aislador [mm]
Ca:	1.168,	longitud total de aisladores [mm]
hb:	75,	longitud horquilla bola [mm]
rc:	64,	longitud rotula corta [mm]
gs:	56,	longitud grapa de suspensión [mm]
He:	195,	longitud herrajes [mm]
Lc:	1,36	longitud de la cadena de aisladores [m]
Fm:	4,48	flecha máxima [m]
K:	0,85	constante
Ds:	0,95	radio de separación para protección [m]
Dv:	3,	separación vertical entre fases [m]
α:	60,	Angulo máximo de oscilación (°)
s:	3,	ancho de estructura [m]
G:	2,13	longitud cruceta [m]
Dh:	7,26	separación horizontal entre fases [m]
A:	2,81	separación cruceta inferior [m]
Dtc:	5,42	separación mínima hilo de guarda a cruceta [m]
D:	4,05	separación hilo de guarda [m]
Dmcs:	6,83	distancia mínima del conductor al suelo [m]
h:	22,35	altura de la torre
e:	4,6	
X:	28,58	franja de seguridad

Tabla D5: Distancias de la torre de la línea Indillana – Eden Yuturi

CÁLCULO CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS		
L:	46,3	longitud de la línea [Km]
S:	250,	vano [m]
KV:	138,	voltaje de línea
Df:	3,46	distancia de fuga aislador por tipo ambiente [cm/KV]
df:	40,7	distancia de fuga aislador [cm]
Y:	268,	altitud [ms.n.m.]
h:	73,48	[cm Hg]
θ:	25,	[°C]
δ:	0,97	
Na:	8,	numero de aisladores
La:	146,	longitud del aislador [mm]
Ca:	1.168,	longitud total de aisladores [mm]
hb:	75,	longitud horquilla bola [mm]
rc:	64,	longitud rotula corta [mm]
gs:	56,	longitud grapa de suspensión [mm]
He:	195,	longitud herrajes [mm]
Lc:	1,36	longitud de la cadena de aisladores [m]
Fm:	4,48	flecha máxima [m]
K:	0,85	constante
Ds:	0,95	radio de separación para protección [m]
Dv:	3,01	separación vertical entre fases [m]
α:	60,	Angulo máximo de oscilación (°)
s:	3,	ancho de estructura [m]
G:	2,13	longitud cruceta [m]
Dh:	7,26	separación horizontal entre fases [m]
A:	2,81	separación cruceta inferior [m]
Dtc:	5,42	separación mínima hilo de guarda a cruceta [m]
D:	4,06	separación hilo de guarda [m]
Dmcs:	6,83	distancia mínima del conductor al suelo [m]
h:	22,37	altura de la torre
e:	4,6	
X:	28,59	franja de seguridad

Tabla D6: Distancias de la torre de la línea Francisco de Orellana – Oso

CÁLCULO CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS		
L:	57,	longitud de la línea [Km]
S:	250,	vano [m]
KV:	138,	voltaje de línea
Df:	3,46	distancia de fuga aislador por tipo ambiente [cm/KV]
df:	40,7	distancia de fuga aislador [cm]
Y:	316,	altitud [m.s.n.m.]
h:	73,04	[cm Hg]
θ:	25,	[°C]
δ:	0,96	
Na:	8,	numero de aisladores
La:	146,	longitud del aislador [mm]
Ca:	1.168,	longitud total de aisladores [mm]
hb:	75,	longitud horquilla bola [mm]
rc:	64,	longitud rotula corta [mm]
gs:	56,	longitud grapa de suspensión [mm]
He:	195,	longitud herrajes [mm]
Lc:	1,36	longitud de la cadena de aisladores [m]
Fm:	4,48	flecha máxima [m]
K:	0,85	constante
Ds:	0,96	radio de separación para protección [m]
Dv:	3,01	separación vertical entre fases [m]
α:	60,	Angulo máximo de oscilación (°)
s:	3,	ancho de estructura [m]
G:	2,14	longitud cruceta [m]
Dh:	7,28	separación horizontal entre fases [m]
A:	2,82	separación cruceta inferior [m]
Dtc:	5,43	separación mínima hilo de guarda a cruceta [m]
D:	4,07	separación hilo de guarda [m]
Dmcs:	6,83	distancia mínima del conductor al suelo [m]
h:	22,39	altura de la torre
e:	4,6	
X:	28,6	franja de seguridad

Tabla D7: Distancias de la torre de la línea Oso – Yuralpa

CÁLCULO CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS		
L:	139,	longitud de la línea [Km]
S:	250,	vano [m]
KV:	138,	voltaje de línea
Df:	3,46	distancia de fuga aislador por tipo ambiente [cm/KV]
df:	40,7	distancia de fuga aislador [cm]
Y:	299,	altitud [m.s.n.m.]
h:	73,2	[cm Hg]
θ:	25,	[°C]
δ:	0,96	
Na:	8,	numero de aisladores
La:	146,	longitud del aislador [mm]
Ca:	1.168,	longitud total de aisladores [mm]
hb:	75,	longitud horquilla bola [mm]
rc:	64,	longitud rotula corta [mm]
gs:	56,	longitud grapa de suspensión [mm]
He:	195,	longitud herrajes [mm]
Lc:	1,36	longitud de la cadena de aisladores [m]
Fm:	4,48	flecha máxima [m]
K:	0,85	constante
Ds:	0,96	radio de separación para protección [m]
Dv:	3,01	separación vertical entre fases [m]
α:	60,	Angulo máximo de oscilación (°)
s:	3,	ancho de estructura [m]
G:	2,14	longitud cruceta [m]
Dh:	7,27	separación horizontal entre fases [m]
A:	2,82	separación cruceta inferior [m]
Dtc:	5,43	separación mínima hilo de guarda a cruceta [m]
D:	4,07	separación hilo de guarda [m]
Dmcs:	6,83	distancia mínima del conductor al suelo [m]
h:	22,38	altura de la torre
e:	4,6	
X:	28,6	franja de seguridad

Tabla D8: Distancias de la torre de la línea Yuralpa – REPSOL

E. Diseño definitivo de las líneas de transmisión

Torres de 230 y 138 [KV]

Los cálculos realizados están dimensionados para el caso de corrección por BIL (12 aisladores para 230 [KV] y 8 para 138 [KV]).

CÁLCULO CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
D1:	11,	
D2:	12,649	
D3:	13,601	
D4:	13,	
D5:	8,	
D:	4,123	
Sbase:	100,	Potencia base [MVA]
KV:	230,	Voltaje de la línea
Zbase:	529,	Impedancia base [ohmios]
L:	47,	longitud de la línea [kilómetros]
f:	60,	frecuencia del sistema [Hertz]
Dv:	4,	distancia vertical entre fases [m]
Dh:	11,	distancia horizontal entre fases [m]
PARÁMETROS		
RESISTENCIA		
r_Km:	0,082	resistencia del conductor en [Ω /kilómetros]
rl:	1,905	resistencia de la línea [Ω]
rl:	0,004	resistencia de la línea [pu]
INDUCTANCIA		
RMG_p:	9,72	radio medio geométrico [milímetros]
RMG_m:	0,01	radio medio geométrico [metros]
Ds:	0,361	[metros]
Deq:	7,92	[metros]
Xl:	10,875	reactancia inductiva [Ω]
Xl:	0,021	reactancia inductiva [pu]
CAPACITANCIA		
ra_mm:	12,655	radio [milímetros]
ra_m:	0,013	radio [metros]
Dcs:	0,412	[metros]
Xc:	3.020,142	reactancia capacitiva [Ω]
Xc:	5,709	reactancia capacitiva [pu]
Bc:	0,00033	susceptancia capacitiva [Siemens]
Bc:	0,17516	susceptancia capacitiva [pu]

Tabla E1: Cálculo de los parámetros eléctricos de la línea Shushufindi – TPP

Las Tablas E1 a E8 muestran las características eléctricas de las torres de las líneas Shushufindi – TPP, TPP – Indillana, Indillana – Francisco de Orellana, TPP – Cuyabeno, Indillana – Eden Yuturi, Francisco de Orellana – Oso, Oso – Yuralpa y Yuralpa – Repsol, respectivamente.

CÁLCULO CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
D1:	11,	
D2:	12,649	
D3:	13,601	
D4:	13,	
D5:	8,	
D:	4,123	
Sbase:	100,	Potencia base [MVA]
KV:	230,	Voltaje de la línea
Zbase:	529,	Impedancia base [ohmios]
L:	43,	longitud de la línea [kilómetros]
f:	60,	frecuencia del sistema [Hertz]
Dv:	4,	distancia vertical entre fases [m]
Dh:	11,	distancia horizontal entre fases [m]
PARÁMETROS RESISTENCIA		
r_Km:	0,082	resistencia del conductor en [Ω /kilómetros]
rl:	1,738	resistencia de la línea [Ω]
rl:	0,003	resistencia de la línea [pu]
INDUCTANCIA		
RMG_p:	9,72	radio medio geométrico [milímetros]
RMG_m:	0,01	radio medio geométrico [metros]
Ds:	0,361	[metros]
Deq:	7,92	[metros]
Xl:	9,92	reactancia inductiva [Ω]
Xl:	0,019	reactancia inductiva [pu]
CAPACITANCIA		
ra_mm:	12,655	radio [milímetros]
ra_m:	0,013	radio [metros]
Dcs:	0,412	[metros]
Xc:	3.310,812	reactancia capacitiva [Ω]
Xc:	6,259	reactancia capacitiva [pu]
Bc:	0,0003	susceptancia capacitiva [Siemens]
Bc:	0,15978	susceptancia capacitiva [pu]

Tabla E2: Cálculo de los parámetros eléctricos de la línea TPP – Indillana

CÁLCULO CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
D1:	11,	
D2:	12,649	
D3:	13,601	
D4:	13,	
D5:	8,	
D:	4,123	
Sbase:	100,	Potencia base [MVA]
KV:	230,	Voltaje de la línea
Zbase:	529,	Impedancia base [ohmios]
L:	69,	longitud de la línea [kilómetros]
f:	60,	frecuencia del sistema [Hertz]
Dv:	4,	distancia vertical entre fases [m]
Dh:	11,	distancia horizontal entre fases [m]
PARÁMETROS		
RESISTENCIA		
r_Km:	0,082	resistencia del conductor en [Ω /kilómetros]
rl:	2,827	resistencia de la línea [Ω]
rl:	0,005	resistencia de la línea [pu]
INDUCTANCIA		
RMG_p:	9,72	radio medio geométrico [milímetros]
RMG_m:	0,01	radio medio geométrico [metros]
Ds:	0,361	[metros]
Deq:	7,92	[metros]
Xl:	16,138	reactancia inductiva [Ω]
Xl:	0,031	reactancia inductiva [pu]
CAPACITANCIA		
ra_mm:	12,655	radio [milímetros]
ra_m:	0,013	radio [metros]
Dcs:	0,412	[metros]
Xc:	2.035,218	reactancia capacitiva [Ω]
Xc:	3,847	reactancia capacitiva [pu]
Bc:	0,00049	susceptancia capacitiva [Siemens]
Bc:	0,25992	susceptancia capacitiva [pu]

Tabla E3: Cálculo de los parámetros eléctricos de la línea Indillana – Francisco de Orellana

CÁLCULO CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
D1:	7,	
D2:	8,544	
D3:	9,22	
D4:	9,	
D5:	6,	
D:	3,162	
Sbase:	100,	Potencia base [MVA]
KV:	138,	Voltaje de la línea
Zbase:	190,	Impedancia base [ohmios]
L:	37,	longitud de la línea [kilómetros]
f:	60,	frecuencia del sistema [Hertz]
Dv:	3,	distancia vertical entre fases [m]
Dh:	7,	distancia horizontal entre fases [m]
PARÁMETROS		
RESISTENCIA		
r_Km:	0,141	resistencia del conductor en [Ω /kilómetros]
rl:	2,587	resistencia de la línea [Ω]
rl:	0,014	resistencia de la línea [pu]
INDUCTANCIA		
RMG_p:	7,88	radio medio geométrico [milímetros]
RMG_m:	0,008	radio medio geométrico [metros]
Ds:	0,268	[metros]
Deq:	5,644	[metros]
Xl:	8,428	reactancia inductiva [Ω]
Xl:	0,044	reactancia inductiva [pu]
CAPACITANCIA		
ra_mm:	9,81	radio [milímetros]
ra_m:	0,01	radio [metros]
Dcs:	0,3	[metros]
Xc:	3.816,366	reactancia capacitiva [Ω]
Xc:	20,04	reactancia capacitiva [pu]
Bc:	0,00026	susceptancia capacitiva [Siemens]
Bc:	0,0499	susceptancia capacitiva [pu]

Tabla E4: Cálculo de los parámetros eléctricos de la línea TPP – Cuyabeno

CÁLCULO CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
D1:	7,	
D2:	8,544	
D3:	9,22	
D4:	9,	
D5:	6,	
D:	3,162	
Sbase:	100,	Potencia base [MVA]
KV:	138,	Voltaje de la línea
Zbase:	190,	Impedancia base [ohmios]
L:	60,	longitud de la línea [kilómetros]
f:	60,	frecuencia del sistema [Hertz]
Dv:	3,	distancia vertical entre fases [m]
Dh:	7,	distancia horizontal entre fases [m]
PARÁMETROS		
RESISTENCIA		
r_Km:	0,141	resistencia del conductor en [Ω /kilómetros]
rl:	4,23	resistencia de la línea [Ω]
rl:	0,022	resistencia de la línea [pu]
INDUCTANCIA		
RMG_p:	7,88	radio medio geométrico [milímetros]
RMG_m:	0,008	radio medio geométrico [metros]
Ds:	0,268	[metros]
Deq:	5,644	[metros]
Xl:	13,778	reactancia inductiva [Ω]
Xl:	0,072	reactancia inductiva [pu]
CAPACITANCIA		
ra_mm:	9,81	radio [milímetros]
ra_m:	0,01	radio [metros]
Dcs:	0,3	[metros]
Xc:	2.334,344	reactancia capacitiva [Ω]
Xc:	12,258	reactancia capacitiva [pu]
Bc:	0,00043	susceptancia capacitiva [Siemens]
Bc:	0,08158	susceptancia capacitiva [pu]

**Tabla E5: Cálculo de los parámetros eléctricos de la línea Indillana – Eden
Yuturi**

CÁLCULO CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
D1:	7,	
D2:	8,544	
D3:	9,22	
D4:	9,	
D5:	6,	
D:	3,162	
Sbase:	100,	Potencia base [MVA]
KV:	138,	Voltaje de la línea
Zbase:	190,	Impedancia base [ohmios]
L:	46,	longitud de la línea [kilómetros]
f:	60,	frecuencia del sistema [Hertz]
Dv:	3,	distancia vertical entre fases [m]
Dh:	7,	distancia horizontal entre fases [m]
PARÁMETROS		
RESISTENCIA		
r_Km:	0,141	resistencia del conductor en [Ω /kilómetros]
rl:	3,264	resistencia de la línea [Ω]
rl:	0,017	resistencia de la línea [pu]
INDUCTANCIA		
RMG_p:	7,88	radio medio geométrico [milímetros]
RMG_m:	0,008	radio medio geométrico [metros]
Ds:	0,268	[metros]
Deq:	5,644	[metros]
Xl:	10,632	reactancia inductiva [Ω]
Xl:	0,056	reactancia inductiva [pu]
CAPACITANCIA		
ra_mm:	9,81	radio [milímetros]
ra_m:	0,01	radio [metros]
Dcs:	0,3	[metros]
Xc:	3.025,067	reactancia capacitiva [Ω]
Xc:	15,885	reactancia capacitiva [pu]
Bc:	0,00033	susceptancia capacitiva [Siemens]
Bc:	0,06295	susceptancia capacitiva [pu]

Tabla E6: Cálculo de los parámetros eléctricos de la línea Francisco de Orellana – Oso

CÁLCULO CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
D1:	7,	
D2:	8,544	
D3:	9,22	
D4:	9,	
D5:	6,	
D:	3,162	
Sbase:	100,	Potencia base [MVA]
KV:	138,	Voltaje de la línea
Zbase:	190,	Impedancia base [ohmios]
L:	57,	longitud de la línea [kilómetros]
f:	60,	frecuencia del sistema [Hertz]
Dv:	3,	distancia vertical entre fases [m]
Dh:	7,	distancia horizontal entre fases [m]
PARÁMETROS		
RESISTENCIA		
r_Km:	0,141	resistencia del conductor en [Ω /kilómetros]
rl:	4,019	resistencia de la línea [Ω]
rl:	0,021	resistencia de la línea [pu]
INDUCTANCIA		
RMG_p:	7,88	radio medio geométrico [milímetros]
RMG_m:	0,008	radio medio geométrico [metros]
Ds:	0,268	[metros]
Deq:	5,644	[metros]
Xl:	13,089	reactancia inductiva [Ω]
Xl:	0,069	reactancia inductiva [pu]
CAPACITANCIA		
ra_mm:	9,81	radio [milímetros]
ra_m:	0,01	radio [metros]
Dcs:	0,3	[metros]
Xc:	2.457,204	reactancia capacitiva [Ω]
Xc:	12,903	reactancia capacitiva [pu]
Bc:	0,00041	susceptancia capacitiva [Siemens]
Bc:	0,0775	susceptancia capacitiva [pu]

Tabla E7: Cálculo de los parámetros eléctricos de la línea Oso – Yuralpa

CÁLCULO CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
D1:	7,	
D2:	8,544	
D3:	9,22	
D4:	9,	
D5:	6,	
D:	3,162	
Sbase:	100,	Potencia base [MVA]
KV:	138,	Voltaje de la línea
Zbase:	190,	Impedancia base [ohmios]
L:	139,	longitud de la línea [kilómetros]
f:	60,	frecuencia del sistema [Hertz]
Dv:	3,	distancia vertical entre fases [m]
Dh:	7,	distancia horizontal entre fases [m]
PARÁMETROS		
RESISTENCIA		
r_Km:	0,141	resistencia del conductor en [Ω /kilómetros]
rl:	9,8	resistencia de la línea [Ω]
rl:	0,051	resistencia de la línea [pu]
INDUCTANCIA		
RMG_p:	7,88	radio medio geométrico [milímetros]
RMG_m:	0,008	radio medio geométrico [metros]
Ds:	0,268	[metros]
Deq:	5,644	[metros]
Xl:	31,919	reactancia inductiva [Ω]
Xl:	0,168	reactancia inductiva [pu]
CAPACITANCIA		
ra_mm:	9,81	radio [milímetros]
ra_m:	0,01	radio [metros]
Dcs:	0,3	[metros]
Xc:	1.007,63	reactancia capacitiva [Ω]
Xc:	5,291	reactancia capacitiva [pu]
Bc:	0,00099	susceptancia capacitiva [Siemens]
Bc:	0,189	susceptancia capacitiva [pu]

Tabla E8: Cálculo de los parámetros eléctricos de la línea Yuralpa – REPSOL

F. Subestaciones del modelo

La Tabla F1 muestra la capacidad de las subestaciones de 230 [KV].

SUBESTACIONES 230 [KV]				[MW]	[MVA]					
S/E TPP (230/138/69)	230/69	1	TPP (69)	TPP	75,83	82,4239				
				Tarapuy	0,79	0,8587				
				Mariann 9	1,27	1,3804				
				Mariann 5-8	1,29	1,4022				
				Chorongo A	0,37	0,4022				
						4,0435				
				2	Mariann Vieja	3,82	4,1522			
					Fanny 60	0,86	0,9348			
				3	Mariann Battery	1,09	1,1848			
					Mariann 4A	1,49	1,6196			
			3,7391							
	Lago Agrio LTF	1,64	1,7826							
	Dorine G	0,37	0,4022							
4	Fanny 50	0,55	0,5978							
			2,7826							
	Mariann 30	1,09	1,1848							
	Dorine H	1,	1,087							
5	Tarapoa North West 5	0,83	0,9022							
			3,1739							
102,145			26,315	6	Dorine Battery	7,75	8,4239			
230/138	1	S/E CUYABENO (138/69)	1	Cuyabeno (69)		25,57	27,7935			
				S/E SANSAHUARI (69/13.8)	1	Sansahuari	10,28	11,1739		
				11,174						
				S/E VHR (69/13.8)	1	VHR	10,43	11,337		
				11,337						
				S/E OCANO (69/13.8)	1	Estacion CFE	0,14	0,1522		
					1	Estacion Ocano	0,35	0,3804		
					1	Estacion Pesa Blanca	0,58	0,6304		
								1,163		
				S/E EL CARMEN (69/13.8)	1	Jivino C	0,55	0,5978		
		2	Sistemas Menores	9,6	10,4348					
62,500	62,500				11,0326					
S/E INDILLANA (230/69)	230/69	1	S/E LIMONCOCHA (69/13.8)	1	Limoncocha	18,04	19,6087			
			19,609							
			S/E PALMAR OESTE (69/13.8)	1	Santa Elena	2,5	2,7174			
				1	Palmar Oeste	8,07	8,7717			
								11,4891		
			12,283	2	Cedros	0,73	0,7935			
			S/E CPF (69/13.8)	1	CPF	38,59	41,9457			
				1	Pakay	3,25	3,5326			
								45,4783		
						Jivino A	4,16	4,5217		
			2	Laguna	0,82	0,8913				
					5,413					
	S/E ITAYA (69/13.8)	1	Pazayacu	1,23	1,337					
		1	Itaya A	3,36	3,6522					
					4,9891					
		2	Itaya B	2,55	2,7717					
			Indillana	4,71	5,1196					
		3	Concordia	0,89	0,9674					
96,630					6,087					
230/138	1	S/E EDEN YUTURI (138/69)	1	EPF-Eden Yuturi (69)	EPF-Eden Yuturi	101,18	109,9783			
			2	S/E EPF-LAD L (69)	1	EPF- Pad L	6,3	6,8478		
				6,848						
			3	S/E TUMALI (69/13.8)	1	Dumbique	2,33	2,5326		
						1	Tumali	1,78	1,9348	
			2	Tangay	1,37	1,4891				
				2	Tipishca	0,89	0,9674			
123,750	123,750				4,3913					
S/E FCO DE ORELLANA (230/69)	230/69	1	S/E PAKA (69/13.8)	1	Paka Sur	7,47	8,1196			
				1	Paka Norte	4,18	4,5435			
								12,663		
			20,826	2	Vinita	3,51	3,8152			
				3	Anaconda	4,	4,3478			
			S/E MDC (69/13.8)	1	MDC-CPF	9,55	10,3804			
						1	Angel Norte	2,84	3,087	
						2	Yanaq,Este	1,8	1,9565	
							2	Yanaq,Oeste	1,64	1,7826
								3,7391		
	S/E AGUAJAL (69/13.8)	1	Aguajal	5,78	6,2826					
		2	Yamanunka	2,19	2,3804					
			2	Tuntiak	0,33	0,3587				
					2,7391					
9,022		S/E PAYAMINO (69/13.8)	1	Payamino	14,64	15,913				
			2	Lobo	1,34	1,4565				
					17,3696					
	2	S/E COCA (69/13.8)	1	Coca	11,64	12,6522				
					1	PBH-HUA01	0,	0,		
						1	PBH-HUA02	0,72	0,7826	
						1	PBH-PSO02	0,	0,	
					2	PBH-PARI2	1,8	1,9565		
						1	PBH-ESTACION	0,28	0,3043	
					1	PBH-PSO24	0,82	0,8913		
81,011						3,9348				

Tabla F1: Capacidad de las subestaciones de 230 [KV]

G. Índices del análisis de flujo potencia

Flujo de potencia actual

La Tabla G1 muestra los valores por unidad de las barras del SNI, y del anillo de 230 [KV] más radiales de 138 [KV] del sistema de interconexión propuesto.

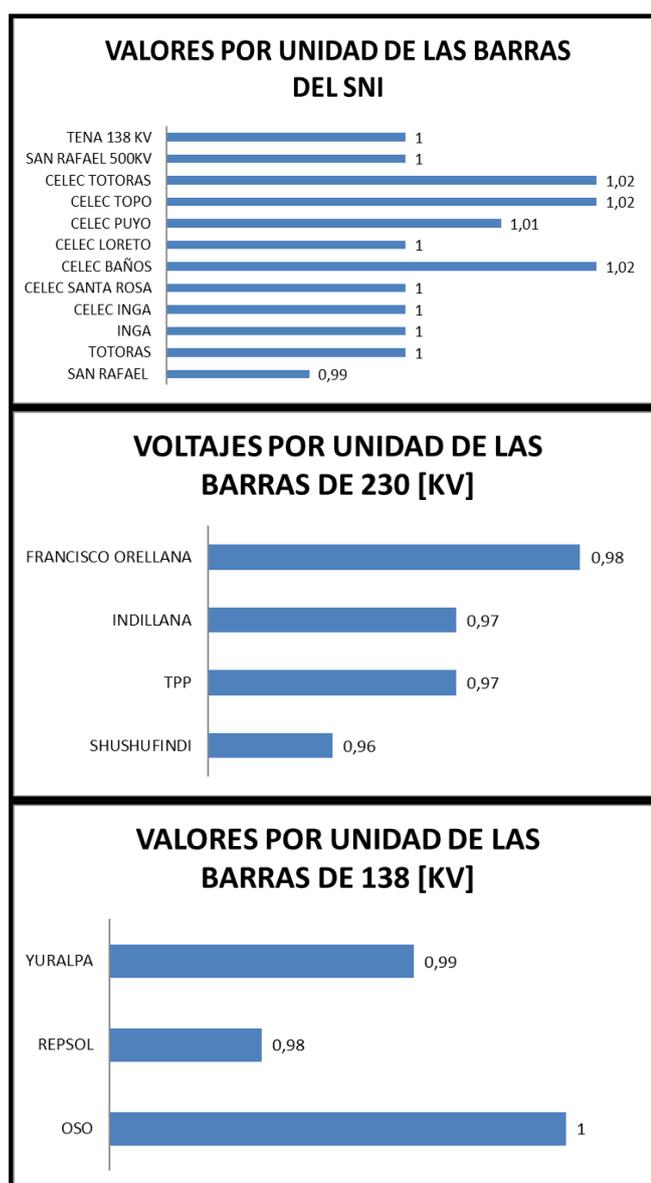


Tabla G1: Voltajes actuales en [pu] de las barras del SNI, anillo de 230 [KV] y radiales de 138 [KV]

La Tabla G2 muestra los valores por unidad de las barras de 69 [KV] del sistema de interconexión propuesto, sección sur.

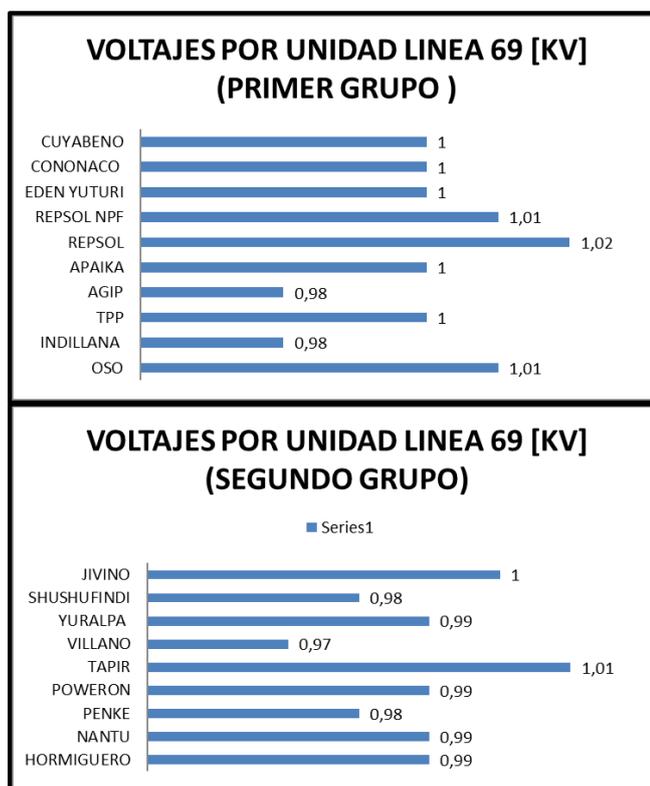


Tabla G2: Voltajes actuales en [pu] de las barras de 69 [KV]

Las Tablas G3 y G4 muestran la cargabilidad de los transformadores y de las líneas, respectivamente, del sistema de interconexión propuesto.

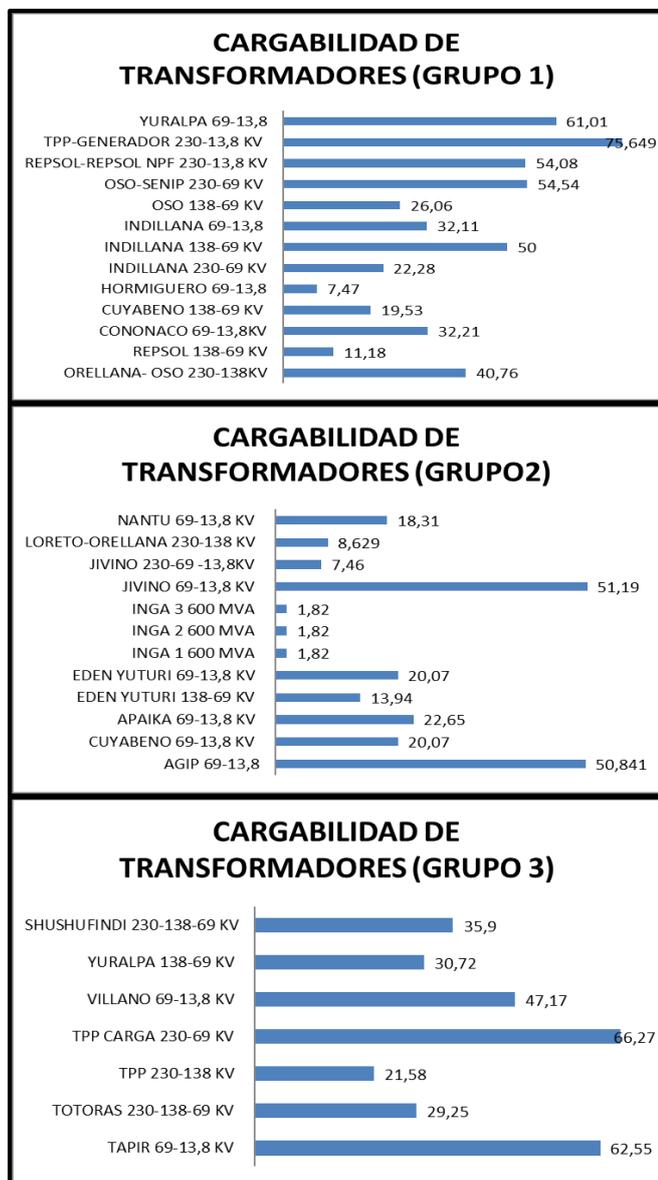


Tabla G3: Cargabilidad actual de los transformadores

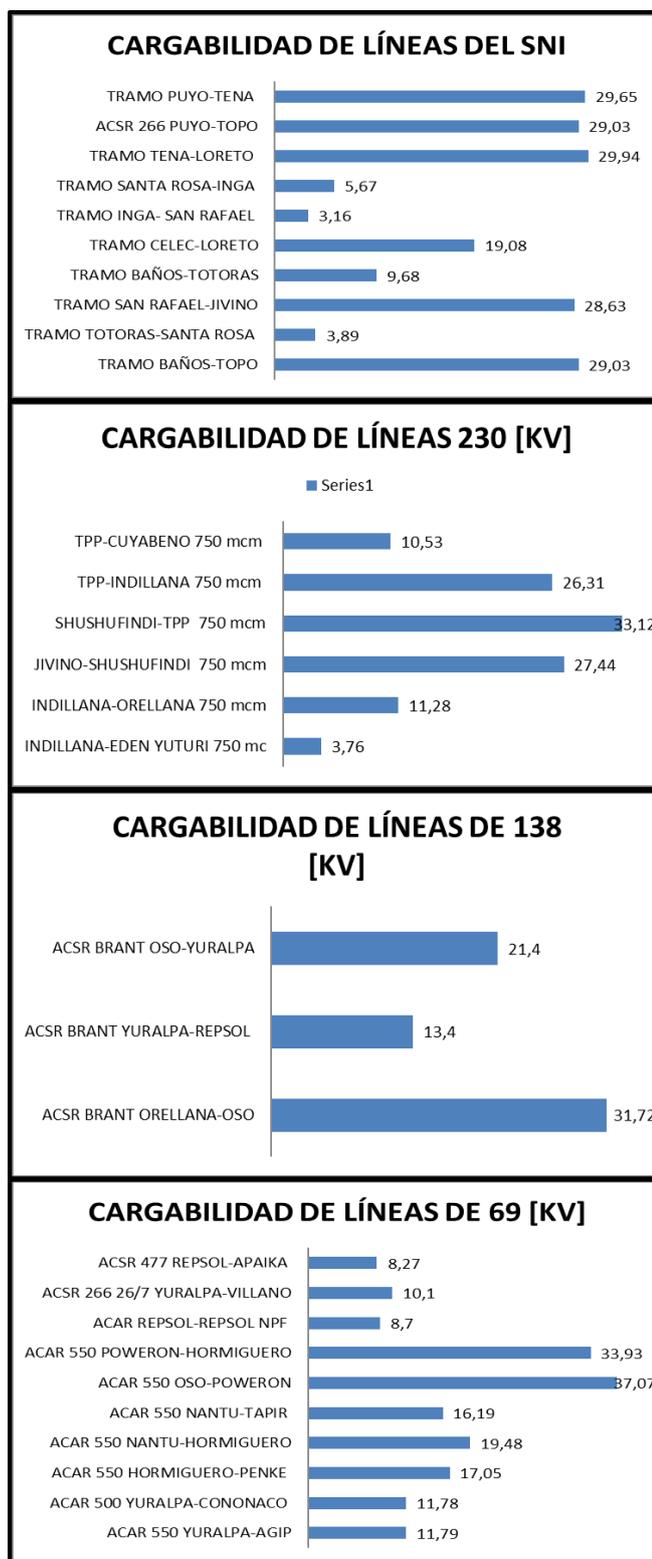


Tabla G4: Cargabilidad actual de las líneas

Flujo de potencia futuro (10 años)

La Tabla G5 muestra los valores por unidad, a 10 años, de las barras del SNI, y del anillo de 230 [KV] más radiales de 138 [KV] del sistema de interconexión propuesto.

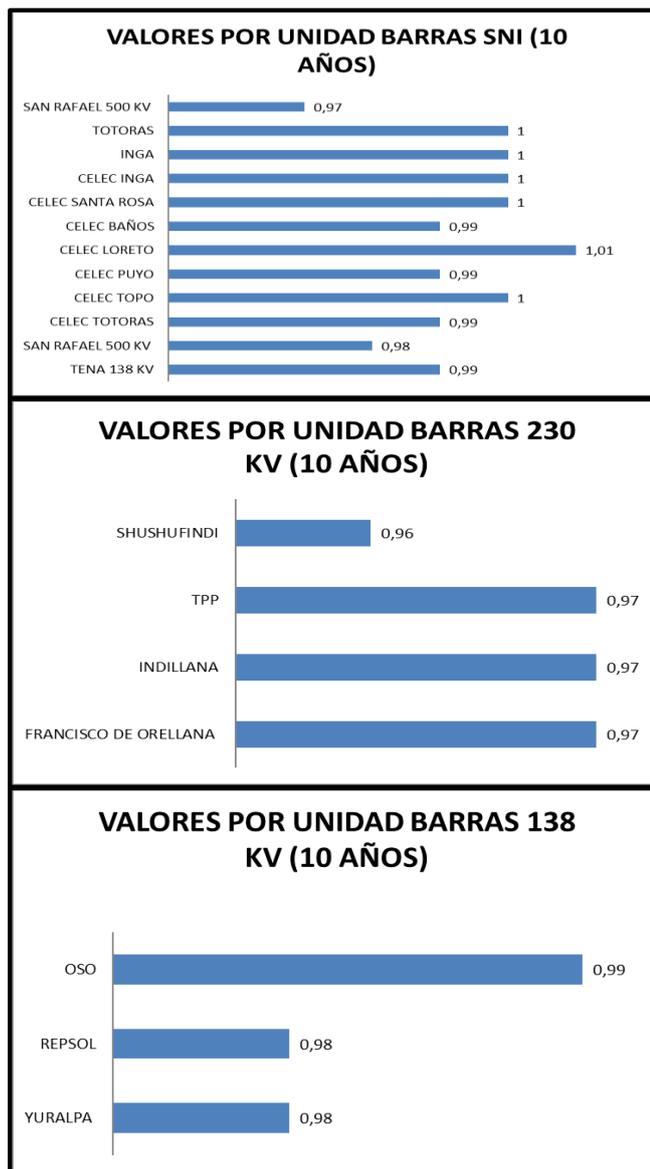


Tabla G5: Voltajes futuros en [pu] de las barras del SNI, anillo de 230 [KV] y radiales de 138 [KV]

La Tabla G6 muestra los valores por unidad, a 10 años, de las barras de 69 [KV] del sistema de interconexión propuesto, sección sur.

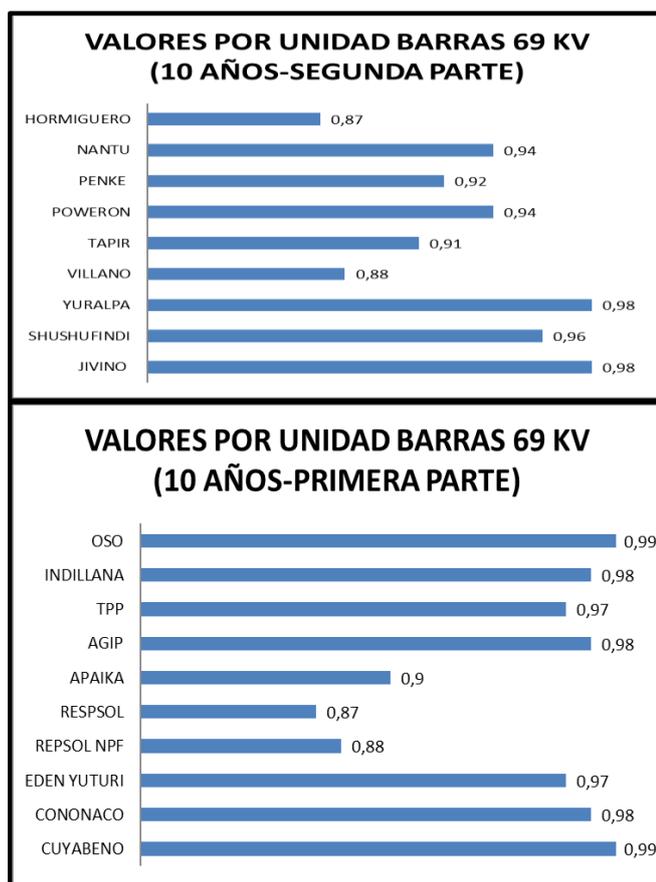


Tabla G6: Voltajes futuros en [pu] de las barras de 69 [KV]

La Tabla G7 muestra la cargabilidad, a 10 años, de los transformadores del sistema de interconexión propuesto.

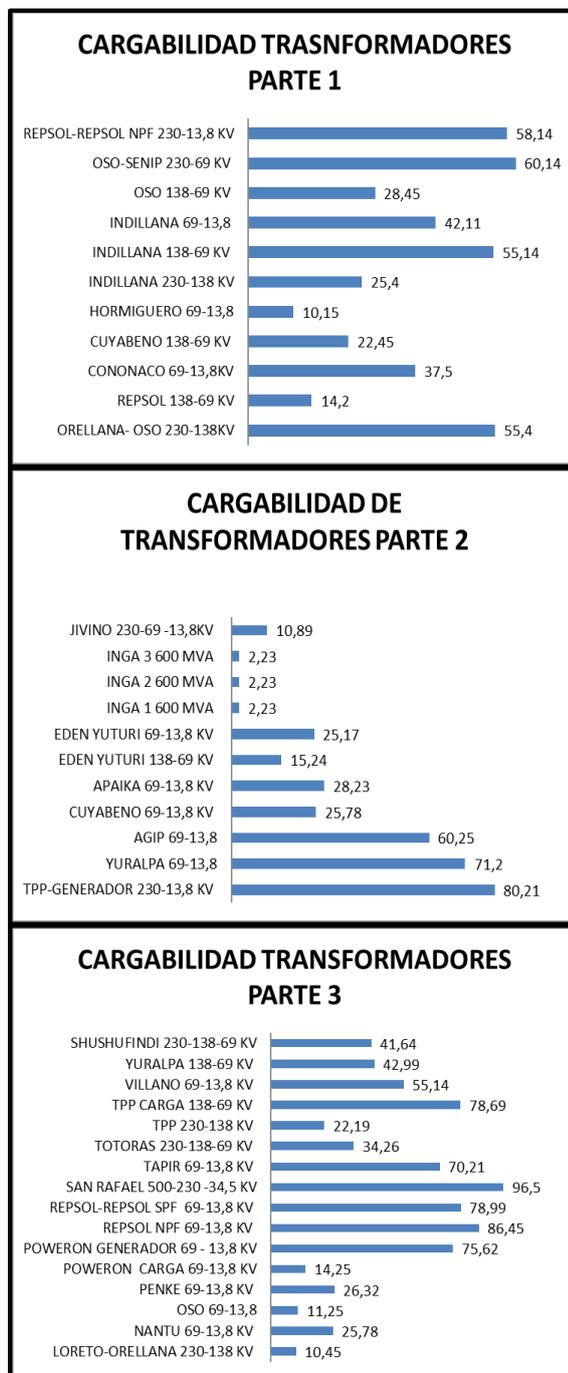


Tabla G7: Cargabilidad futura de los transformadores

H. Planes por contingencia

H.1 Contingencia de líneas

Límite de mínimo voltaje

- Desconexión de línea Hormiguero C – Nantu D (Tabla H1)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Barra Hormiguero C - 69 [KV]	Voltaje: 0,95 [pu]
Barra Nantu D - 69 [KV]	Voltaje: 0,85 [pu]
Barra Tapir A - 69 [KV]	Voltaje: 0,86 [pu]
Barra Penke B - 69 [KV]	Voltaje: 0,94 [pu]
Barra Shushufindi - 13,8 [KV]	Voltaje: 1,03 [pu]
Generación Nantu D - 13,8 [KV] (4,875 [MVA])	Cargabilidad: 310,19%

Tabla H1: Contingencia línea Hormiguero C – Nantu D

Gestión en contingencia: Se generaría una isla conformada por las barras Nantu D y Tapir A a 69 [KV], pero como no existe generación considerable en este sector y para no utilizar auxiliares, es recomendable acceder a la autoenergización individual post-falla de estas cargas, que en total suman 18,74 [MW]. Adicionalmente, se debe conectar generación auxiliar en Hormiguero C – 13,8 [KV] (3x10,940 [MVA]) a 52,53% de su capacidad; y reducir la entrega de la generación en Shushufindi – 13,8 [KV] (10,940 [MVA]) a 73,55% de su capacidad, para bajar el voltaje de esta barra, de 1,03 a 1,02 [pu], hasta la restitución de la línea y se mantienen los límites requeridos en el circuito que queda conectado al SNI.

Límite de máximo voltaje

- Desconexión de línea Yuralpa – Repsol (un circuito, Tabla H2)

Gestión en contingencia: Incrementar generación en AGIP CPF – 13,8 [KV] al 100%; además de reducir la entrega de la generación en Shushufindi – 13,8 [KV] (10,940 [MVA]) a 73,55% de su capacidad, para bajar el voltaje de esta barra, de 1,03 a 1,02 [pu], hasta la restitución de la línea y se mantienen los límites requeridos en el circuito que queda conectado al SNI.

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Barra Repsol NPF - 69 [KV]	Voltaje: 1,04 [pu]
Barra Shushufindi - 13,8 [KV]	Voltaje: 1,03 [pu]

Tabla H2: Contingencia línea Yuralpa – Repsol (un circuito)

- Desconexión de línea Oso – Yuralpa (un circuito, Tabla H3)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Barra Repsol NPF - 69 [KV]	Voltaje: 1,04 [pu]
Barra Shushufindi - 13,8 [KV]	Voltaje: 1,03 [pu]

Tabla H3: Contingencia línea Oso – Yuralpa (un circuito)

Gestión en contingencia: Incrementar generación en AGIP CPF – 13,8 [KV] al 100%; además de reducir la entrega de la generación en Shushufindi – 13,8 [KV] (10,940 [MVA]) a 73,55% de su capacidad, para bajar el voltaje de esta barra, de 1,03 a 1,02 [pu], hasta la restitución de la línea y se mantienen los límites requeridos en el circuito que queda conectado al SNI.

Cargabilidad límite de transformadores

No existe violación de cargabilidad en transformadores, puesto que, para las contingencias presentadas, ésta ronda entre 80,6% y 83,9%.

Cargabilidad límite de generadores

- Desconexión de línea Poweron – Hormiguero C (Tabla H4)

Gestión en contingencia: Se generaría una isla conformada por las barras Hormiguero C, Nantu D, Tapir A y Penke B a 69 [KV]. Entonces se debe conectar generación auxiliar en Hormiguero C – 13,8 [KV] (3x10,940 [MVA]) a 76,58% de su capacidad y se baja un paso la compensación reactiva en Tapir A – 69 [KV] (de 12 a 6 [MVAR]), para poder trabajar con voltajes aceptables. La ubicación del generador auxiliar es estratégica porque en ese punto se bifurca el circuito.

Adicionalmente, se debe reducir la entrega de la generación en Shushufindi – 13,8 [KV] (10,940 [MVA]) a 73,55% de su capacidad, para bajar el voltaje de esta barra, de 1,03 a 1,02 [pu], hasta la restitución de la línea y se mantienen los límites requeridos en el circuito que queda conectado al SNI.

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Generación Hormiguero C - 13,8 [KV] (2x4,875 [MVA])	Cargabilidad: 337,65%
Barra Shushufindi - 13,8 [KV]	Voltaje: 1,03 [pu]

Tabla H4: Contingencia línea Poweron – Hormiguero C

- Desconexión de línea Repsol – Repsol NPF (Tabla H5)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Generación Repsol NPF - 13,8 [KV] (4x10,940 [MVA])	Cargabilidad: 104,65%

Tabla H5: Contingencia línea Repsol – Repsol NPF

Gestión en contingencia: Se desconecta solamente el pozo Repsol NPF con una demanda total de 42,09 [MW]. Se establece la energización post-falla de los generadores restantes de este pozo, para actuar aisladamente. Los pozos rechazados son: Repsol YPF NPF 1 y Repsol YPF NPF 2.

Contingencia no convergente (múltiples transgresiones)

- Desconexión de línea Oso – Poweron (Tabla H6)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Barra Poweron - 69 [KV]	Voltaje: 1,06 [pu]
Barra Hormiguero C - 69 [KV]	Voltaje: 1,06 [pu]
Barra Nantu D - 69 [KV]	Voltaje: 1,06 [pu]
Barra Tapir A - 69 [KV]	Voltaje: 1,08 [pu]
Barra Penke B - 69 [KV]	Voltaje: 1,05 [pu]
Barra Jivino - 13,8 [KV]	Voltaje: 1,03 [pu]
Barra Shushufindi - 13,8 [KV]	Voltaje: 1,03 [pu]
Transformador Poweron - 69/13,8 [KV] (15 [MVA])	Cargabilidad: 163,4%
Generación Poweron - 13,8 [KV] (4x4,875 [MVA])	Cargabilidad: 227,06%

Tabla H6: Contingencia línea Oso – Poweron

Gestión en contingencia: Se generaría una isla conformada por las barras Poweron, Hormiguero C, Nantu D, Tapir A y Penke B a 69 [KV]. Se debe conectar generación auxiliar en Hormiguero C – 13,8 [KV] (3x10,940 [MVA]) a 81,33% de su capacidad y se baja un paso la compensación reactiva de Tapir A – 69 [KV] (de 12 a 6 [MVAR]), para poder trabajar con voltajes aceptables.

Adicionalmente, Además se reduce la entrega de la generación en Shushufindi – 13,8 [KV] (10,940 [MVA]) a 73,55% de su capacidad, para bajar el voltaje de esta barra, de 1,03 a 1,02 [pu], hasta la restitución de la línea y se mantienen los límites requeridos en el circuito que queda conectado al SNI.

- Desconexión de línea Nantu D – Tapir A (Tabla H7)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Barra Hormiguero C - 69 [KV]	Voltaje: 0,94 [pu]
Barra Nantu D - 69 [KV]	Voltaje: 0,94 [pu]
Barra Penke B - 69 [KV]	Voltaje: 0,93 [pu]
Barra Shushufindi - 13,8 [KV]	Voltaje: 1,03 [pu]

Tabla H7: Contingencia línea Nantu D – Tapir A

Gestión en contingencia: Se obliga a la autoenergización aislada post-falla de los pozos asignados a Tapir A – 69 [KV]. Adicional se ha de conectar generación auxiliar en Hormiguero C – 13,8 [KV] (3x10,940 [MVA]) al 52,53% de su capacidad y se reduce la entrega de la generación en Shushufindi – 13,8 [KV] (10,940 [MVA]) a 73,55% de su capacidad, para bajar el voltaje de esta barra, de 1,03 a 1,02 [pu], hasta la restitución de la línea y se mantienen los límites requeridos en el circuito que queda conectado al SNI.

H.2 Contingencia de transformadores

Límite de mínimo voltaje

- Desconexión de transformador Tapir A 69/13,8 [KV] (Tabla H8)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Barra Tapir A - 13,8 [KV]	Voltaje: 0,91 [pu]
Barra Shushufindi - 13,8 [KV]	Voltaje: 1,03 [pu]
Generación Tapir A - 13,8 [KV] (4,875 [MVA])	Cargabilidad: 202,61%

Tabla H8: Contingencia transformador Tapir A 69/13,8 [KV]

Gestión en diseño: Se debe colocar un transformador en paralelo de las mismas características del existente para una mayor confiabilidad, en este caso uno de 69/13,8 [KV] de 15 [MVA] adicional, y no perder la carga de Tapir A – 13,8 [KV].

Gestión en contingencia: Se reduce la entrega de la generación en Shushufindi – 13,8 [KV] (10,940 [MVA]) a 73,55% de su capacidad, para bajar el voltaje de esta barra, de 1,03 a 1,02 [pu], hasta la restitución de la línea y se mantienen los límites requeridos en el circuito que queda conectado al SNI.

- Desconexión de transformador Nantu D 69/13,8 [KV] (Tabla H9)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Barra Nantu D - 13,8 [KV]	Voltaje: 0,92 [pu]
Barra Shushufindi - 13,8 [KV]	Voltaje: 1,03 [pu]
Generación Nantu D - 13,8 [KV] (4,875 [MVA])	Cargabilidad: 197,11%

Tabla H9: Contingencia transformador Nantu D 69/13,8 [KV]

Gestión en diseño: Se debe colocar un transformador en paralelo de las mismas características del existente para una mayor confiabilidad, en este caso uno de 69/13,8 [KV] de 15 [MVA] adicional, para no perder la carga de Nantu D – 13,8 [KV].

Gestión en contingencia: Se reduce la entrega de la generación en Shushufindi – 13,8 [KV] (10,940 [MVA]) a 73,55% de su capacidad, para bajar el voltaje de esta barra, de 1,03 a 1,02 [pu], hasta la restitución de la línea y se mantienen los límites requeridos en el circuito que queda conectado al SNI.

- Desconexión de transformador Indillana 230/138 [KV] (Tabla H10)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Barra Indillana - 138 [KV]	Voltaje: 0,72 [pu]
Barra Eden Yuturi - 138 [KV]	Voltaje: 0,72 [pu]
Barra Indillana - 69 [KV]	Voltaje: 0,90 [pu]
Barra Eden Yuturi - 69 [KV]	Voltaje: 0,92 [pu]
Transformador Eden Yuturi - 69/13,8 [KV] (4x25 [MVA])	Cargabilidad: 112%
Barra Shushufindi - 13,8 [KV]	Voltaje: 1,03 [pu]
Generación Eden Yuturi - 13,8 [KV] (3x23,065 [MVA])	Cargabilidad: 138,95%

Tabla H10: Contingencia transformador Indillana 230/138 [KV]

Gestión en diseño: Se debe colocar un transformador en paralelo de las mismas características del existente para una mayor confiabilidad, en este caso uno de 230/138 [KV] de 100 [MVA] adicional, porque usar generación auxiliar y aislar la

zona Indillana resulta en problemas irresolubles de bajo voltaje. Además, se establece incrementar la capacidad de transformación en 13,8 [KV] de 40 [MVA] a 50 [MVA] (2x25 [MVA]) por la misma razón anterior.

Gestión en contingencia: Se reduce la entrega de la generación en Shushufindi – 13,8 [KV] (10,940 [MVA]) a 73,55% de su capacidad, para bajar el voltaje de esta barra, de 1,03 a 1,02 [pu], hasta la restitución de la línea y se mantienen los límites requeridos en el circuito que queda conectado al SNI.

- Desconexión de transformador Indillana 138/69 [KV] (Tabla H11)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Barra Indillana - 69 [KV]	Voltaje: 0,87 [pu]
Transformador Indillana - 69/13,8 [KV] (2x25 [MVA])	Cargabilidad: 118,5%
Barra Shushufindi - 13,8 [KV]	Voltaje: 1,04 [pu]
Generación CPF - 13,8 [KV] (3x10,940 [MVA])	Cargabilidad: 162,44%

Tabla H11: Contingencia transformador Indillana 138/69 [KV]

Gestión en diseño: Para efecto del modelo simplificado, el sistema de 69 [KV] en Indillana requiere incrementar la capacidad de transformación en 13,8 [KV], de 50 [MVA] a 75 [MVA] (3x25 [MVA])

Gestión en contingencia: Activar la generación en Limoncocha (2x4,875 [MVA]), Palmar Oeste (4,875 [MVA]) y auxiliar en Indillana -13,8 [KV] (10,940 [MVA]); además de prescindir de la generación en Guanta – 13,8 [KV] (3x4,875 [MVA]) y Shushufindi – 13,8 [KV] (10,940 [MVA]), para bajar los voltajes en esas barras, hasta la restitución de la línea y se mantienen los límites requeridos en el circuito que queda conectado al SNI. De esta manera el sistema a 69 [KV] de Indillana funciona como una isla. Luego de esto, la generación tanto en CPF – 13,8 [KV] (3x10,940 [MVA]) como Shushufindi – 13,8 [KV] (10,940 [MVA]) deben trabajar a 73,55% de su capacidad y AGIP CPF (4x10,940 [MVA]) al 100%, en operación normal para mantener los voltajes de sus barras en los límites.

Cargabilidad límite de transformadores

- Desconexión de transformación Yuralpa 69/13,8 [KV]

Debe recordarse que esta transformación fue diseñada con criterios de confiabilidad anteriormente y la desconexión de la generación de este sector no es posible porque es necesaria.

- Desconexión de transformación TPP 138/69 [KV] (Tabla H12)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Transformador TPP - 69/13,8 [KV] (15 [MVA])	Cargabilidad: 130,7%
Generación TPP - 13,8 [KV] (3x23,065 [MVA])	Cargabilidad: 124,05%

Tabla H12: Contingencia transformador TPP 138/69 [KV]

Gestión en diseño: Se debe aumentar la capacidad de transformación en sistema 69 [KV] de TPP, en este caso uno de 69/13,8 [KV] de 15 [MVA] adicional.

Gestión en contingencia: Activar la generación en TPP 1 y 2 (10,940 [MVA] y 2x4,875 [MVA]), a 13,8 [KV] De esta manera el sistema a 69 [KV] de TPP funciona como una isla.

Cargabilidad límite de generadores

- Desconexión de transformador Yuralpa 138/69 [KV] (Tabla H13)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Generación AGIP CPF - 13,8 [KV] (4x10,940 [MVA])	Cargabilidad: 116,05%

Tabla H13: Contingencia transformador Yuralpa 138/69 [KV]

Gestión en contingencia: Se generaría una isla conformada por las barras Yuralpa que alimenta a AGIP CPF, Villano A y Cononaco a 69 [KV]. Se debe conectar generación auxiliar en Yuralpa – 13,8 [KV] (10,940 [MVA]) y quitar la compensación reactiva en Cononaco – 69 [KV] (de 6 [MVAR]), para poder trabajar con voltajes aceptables.

Contingencia no convergente (múltiples transgresiones)

- Desconexión de transformador Cuyabeno 138/69 [KV]

Gestión en diseño: Se debe colocar un transformador en paralelo de las mismas características del existente para una mayor confiabilidad, en este caso uno de 138/69 [KV] de 66 [MVA] adicional, para no perder la carga pesada de Cuyabeno.

- Desconexión de transformador Eden Yuturi 69/13,8 [KV]

Debe recordarse que esta transformación fue diseñada con criterios de confiabilidad anteriormente y la desconexión de la generación de este sector no es posible porque es necesaria.

- Desconexión de transformador Francisco de Orellana 230/138 [KV]

Debe recordarse que en esta barra existen dos transformadores ya diseñados por dimensionamiento de demanda. Al desconectarse uno de ellos se genera sobrevoltaje en AGIP CPF 69 [KV] a 1.04 [pu], razón por la cual se reduce generación en esta barra a 13.8 [KV] a 84.,05% (4x10,940 [MVA]).

- Desconexión de transformador Oso 69/13,8 [KV]

Gestión en contingencia: Se obliga a la autoenergización aislada post-falla de los pozos asignados a Oso – 13,8 [KV]. Al desconectarse Oso se genera sobrevoltaje en AGIP CPF 69 [KV] a 1.04 [pu], razón por la cual se reduce generación en esta barra a 13.8 [KV] a 84.,05% (4x10,940 [MVA]).

- Desconexión de transformador Repsol 138/69 [KV]

Gestión en diseño: Se debe colocar un transformador en paralelo de las mismas características del existente para una mayor confiabilidad, en este caso uno de 138/69 [KV] de 100 [MVA] adicional, para no perder la carga pesada de Repsol NPF y Apaika.

- Desconexión de transformador TPP 230/138 [KV]

Gestión en diseño: Se debe colocar un transformador en paralelo de las mismas características del existente para una mayor confiabilidad, en este caso uno de

230/138 [KV] de 150 [MVA] adicional, para no tener problemas de bajo voltaje con la pérdida total de la carga de TPP.

- Desconexión de transformador Shushufindi 69/13,8 [KV]

Gestión en diseño: Se establece incrementar la capacidad de transformación de 69/13,8 [KV] de 75 [MVA] a 100 [MVA] (4x25 [MVA]) por confiabilidad, ya que la generación es necesaria en este punto.

- Desconexión de transformador Jivino 69/13,8 [KV]

Gestión en diseño: Se establece incrementar la capacidad de transformación de 69/13,8 [KV] de 50 [MVA] a 75 [MVA] (3x25 [MVA]) por confiabilidad, ya que la generación es necesaria en este punto.

- Desconexión de transformador Shushufindi y Jivino 230/138 [KV]

Las cargas en estas barras pasan a trabajar aisladamente, sea en red o individualmente, y no afectaría al resto del sistema.

H.3 Contingencia de generadores

Límite de mínimo voltaje

- Desconexión de generación Poweron – 13,8 [KV] (4x4,875 [MVA], Tabla H14)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Barra Poweron - 69 [KV]	Voltaje: 0,91 [pu]
Barra Hormiguero C - 69 [KV]	Voltaje: 0,90 [pu]
Barra Nantu D - 69 [KV]	Voltaje: 0,90 [pu]
Barra Tapir A - 69 [KV]	Voltaje: 0,91 [pu]
Barra Penke B - 69 [KV]	Voltaje: 0,90 [pu]
Barra AGIP CPF - 69 [KV]	Voltaje: 1,04 [pu]
Transformador Poweron - 69/13,8 [KV] (15 [MVA])	Cargabilidad: 165,3%

Tabla H14: Contingencia de generación Poweron – 13,8 [KV] (4x4,875 [MVA])

Gestión en diseño: Se debe aumentar la capacidad de transformación de 69/13,8 [KV] en Poweron, en este caso uno de 15 [MVA] adicional.

Gestión en contingencia: Se debe conectar generación auxiliar en Hormiguero C – 13,8 [KV] (3x10,940 [MVA]) a 52,53% de su capacidad y AGIP CPF 13,8 [KV] (4x10,940 [MVA]) reducirla a 73,55%.

- Desconexión de generación Hormiguero C – 13,8 [KV] (2x4,875 [MVA], Tabla H15)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Barra Poweron - 69 [KV]	Voltaje: 0,95 [pu]
Barra Hormiguero C - 69 [KV]	Voltaje: 0,93 [pu]
Barra Nantu D - 69 [KV]	Voltaje: 0,93 [pu]
Barra Tapir A - 69 [KV]	Voltaje: 0,95 [pu]
Barra Penke B - 69 [KV]	Voltaje: 0,92 [pu]
Barra AGIP CPF - 69 [KV]	Voltaje: 1,04 [pu]

Tabla H15: Contingencia de generación Hormiguero C – 13,8 [KV] (2x4,875 [MVA])

Gestión en contingencia: Se debe conectar generación auxiliar en Hormiguero C – 13,8 [KV] (3x10,940 [MVA]) a 52,53% de su capacidad y AGIP CPF 13,8 [KV] (4x10,940 [MVA]) reducirla a 73,55%.

- Desconexión de generación Repsol SPF 3 – 13,8 [KV] (4x10,940 [MVA], Tabla H16)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Transformador Repsol - 69/13,8 [KV] (2x25 [MVA])	Cargabilidad: 128,64%
Barra Repsol - 138 [KV]	Voltaje: 0,90 [pu]
Barra Francisco de Orellana - 230 [KV]	Voltaje: 0,93 [pu]
Barra Indillana - 230 [KV]	Voltaje: 0,93 [pu]
Barra TPP - 230 [KV]	Voltaje: 0,93 [pu]
Barra Jivino - 230 [KV]	Voltaje: 0,94 [pu]
Barra Shushufindi - 230 [KV]	Voltaje: 0,93 [pu]
Barra AGIP CPF - 69 [KV]	Voltaje: 1,04 [pu]

Tabla H16: Contingencia de generación Repsol SPF 3 – 13,8 [KV] (4x10,940 [MVA])

Gestión en contingencia: Se debe conectar generación auxiliar en Repsol – 13,8 [KV] (3x10,940 [MVA]) a 100% de su capacidad y AGIP CPF 13,8 [KV] (4x10,940 [MVA]) reducirla a 89,31%.

- Desconexión de generación Eden Yuturi – 13,8 [KV] (3x23,065 [MVA], Tabla H17)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Transformador Eden Yuturi - 138/69 [KV] (33 [MVA])	Cargabilidad: 283,6%
Barra Francisco de Orellana - 230 [KV]	Voltaje: 0,91 [pu]
Barra Indillana - 230 [KV]	Voltaje: 0,89 [pu]
Barra TPP - 230 [KV]	Voltaje: 0,90 [pu]
Barra Jivino - 230 [KV]	Voltaje: 0,92 [pu]
Barra Shushufindi - 230 [KV]	Voltaje: 0,90 [pu]
Barra AGIP CPF - 69 [KV]	Voltaje: 1,04 [pu]

Tabla H17: Contingencia de generación Eden Yuturi – 13,8 [KV] (3x23,065 [MVA])

Gestión en diseño: Se debe aumentar la capacidad de transformación de 138/69 [KV] en Eden Yuturi, en este caso uno de 33 [MVA] adicional.

Gestión en contingencia: Activar la generación en Limoncocha (2x4,875 [MVA]), Palmar Oeste (4,875 [MVA]), EPF Lad (4,875 [MVA]), y auxiliar en Indillana -13,8 [KV] (10,940 [MVA]) y Eden Yuturi (23,065 [MVA]). Además de AGIP CPF 13,8 [KV] (4x10,940 [MVA]) reducirla a 75,55%.

- Desconexión de generación TPP – 13,8 [KV] (3x23,065 [MVA], Tabla H18)

Gestión en diseño: Se debe aumentar la capacidad de transformación de 138/69 [KV] en TPP, en este caso uno de 66 [MVA] adicional. Además de aumentar TPP 69/13,8 [KV] de 30 a 50 [MVA].

Gestión en contingencia: Activar la generación en VHR (2x4,875 [MVA]), y auxiliar 1 Y 2 en TPP -13,8 [KV] (2x4,875 [MVA] y 10,940 [MVA]). Además de AGIP CPF 13,8 [KV] (4x10,940 [MVA]) reducirla a 75,55%.

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Transformador TPP - 138/69 [KV] (66 [MVA])	Cargabilidad: 166,9%
Transformador TPP - 69/13,8 [KV] (2x15 [MVA])	Cargabilidad: 254,8%
Barra Francisco de Orellana - 230 [KV]	Voltaje: 0,90 [pu]
Barra Indillana - 230 [KV]	Voltaje: 0,89 [pu]
Barra TPP - 230 [KV]	Voltaje: 0,89 [pu]
Barra Jivino - 230 [KV]	Voltaje: 0,91 [pu]
Barra Shushufindi - 230 [KV]	Voltaje: 0,90 [pu]
Barra AGIP CPF - 69 [KV]	Voltaje: 1,04 [pu]

Tabla H18: Contingencia de generación TPP – 13,8 [KV] (3x23,065 [MVA])

Límite de máximo voltaje

- Desconexión de generación Nantu D – 13,8 [KV] (4,875 [MVA], Tabla H19)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Barra AGIP CPF - 69 [KV]	Voltaje: 1,04 [pu]

Tabla H19: Contingencia de generación Nantu D – 13,8 [KV] (4,875 [MVA])

Gestión en contingencia: Se debe reducir la generación AGIP CPF 13,8 [KV] (4x10,940 [MVA]) (3x10,940 [MVA]) a 89,31% de su capacidad.

- Desconexión de generación Tapir A – 13,8 [KV] (4,875 [MVA])

Gestión en contingencia: Se debe reducir la generación AGIP CPF 13,8 [KV] (4x10,940 [MVA]) (3x10,940 [MVA]) a 89,31% de su capacidad.

Cargabilidad límite de transformadores

- Desconexión de generación Oso – 13,8 [KV] (3x10,940 [MVA], Tabla H20)

DISPOSITIVO	VALOR OBSERVADO
Transformador Oso - 69/13,8 [KV] (15 [MVA])	Cargabilidad: 221,9%

Tabla H20: Contingencia de generación Oso – 13,8 [KV] (3x10,940 [MVA])

Gestión en diseño: Se debe aumentar la capacidad de transformación de 69/13,8 [KV] en Oso, de 15 a 50 [MVA] (2x25 [MVA]).